

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ

«САНКТ – ПЕТЕРБУРГСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

(СПбГУ)

Институт наук о Земле

ООП «Нефтегазовое дело»

Ниязян Алина Аревшатовна

**Оценка параметров коллекторов Уренгойского
нефтегазоконденсатного месторождения по данным комплекса
методов каротажа**

Выпускная квалификационная работа
по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Научный руководитель:

к. г.-м. н., доцент Сараев А.К.

« » _____ 2022

Санкт – Петербург

2022

АННОТАЦИЯ

Рассмотрены физико-геологические особенности Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения. Приведены сведения о методах каротажа, применявшихся при разведке месторождения, и о методиках определения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов. По результатам обработки и интерпретации данных комплекса методов каротажа с использованием данных лабораторной петрофизики и программы Techlog показаны возможности расчленение разреза на литотипы, выделения коллекторов продуктивных неокомских отложений и определения параметров пористости, проницаемости, глинистости и нефтегазонасыщения коллекторов. Наиболее надежно пористость определяется по данным ГГК-П и комплексу методов АК и ПС. Глинистость определена по данным ПС, проницаемость оценена с использованием корреляционных связей этого параметра с пористостью. Коэффициент нефтегазонасыщения рассчитан по данным БК с использованием формулы Арчи-Дахнова.

Объем работы составляет 100 страниц, включая 5 глав, 63 рисунка, 4 таблицы и 3 приложения.

Ключевые слова: каротаж, Уренгойское, неоком, коллекторы, пористость, проницаемость, глинистость, нефтегазонасыщение

Оглавление

| | |
|--|----|
| СПИСОК ПРИНЯТЫХ ТЕРМИНОВ И СОКРАЩЕНИЙ | 5 |
| ВВЕДЕНИЕ..... | 6 |
| 1. ФИЗИКО-ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА УРЕНГОЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ | 7 |
| 1.1 Общие сведения о районе работ | 7 |
| 1.2 Литолого-стратиграфическая характеристика | 10 |
| 1.3 Нефтегазоносность Уренгойского месторождения | 20 |
| 1.4 Комплексы ГИС, применяемые на Уренгойском месторождении..... | 23 |
| 2. МЕТОДЫ КАРОТАЖА, ПРИМЕНЯЕМЫЕ НА УРЕНГОЙСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ..... | 25 |
| 2.1 Электрические методы каротажа..... | 25 |
| 2.1.1 Каротаж сопротивлений (КС) | 25 |
| 2.1.2 Боковой каротаж (БК) | 27 |
| 2.1.3 Микрокаротаж (МК)..... | 28 |
| 2.1.4 Боковое каротажное зондирование (БКЗ)..... | 30 |
| 2.1.5 Резистивиметрия..... | 31 |
| 2.1.6 Каротаж самопроизвольной поляризации (ПС) | 31 |
| 2.2 Индукционный каротаж (ИК) | 33 |
| 2.3 Акустический каротаж (АК) | 34 |
| 2.4 Ядерно-геофизические методы каротажа | 38 |
| 2.4.1 Гамма-каротаж (ГК) | 38 |
| 2.4.2 Плотностной гамма-гамма каротаж (ГГК-П) | 44 |
| 2.4.3 Нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (ННК-Т) ... | 48 |
| 2.4.4 Нейтронный гамма-каротаж (НГК) | 49 |
| 2.5 Кавернометрия (КВ)..... | 50 |
| 3. МЕТОДИКИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ КОЛЛЕКТОРОВ ПО ДАННЫМ КОМПЛЕКСА КАРОТАЖА..... | 53 |
| 3.1 Методики выделения коллекторов | 53 |
| 3.1.1 Качественные признаки | 53 |
| 3.1.2 Количественные признаки..... | 53 |
| 3.2 Методики определения пористости | 56 |
| 3.2.1 Определение пористости по методу ПС | 56 |
| 3.2.2 Определение пористости по методу АК | 57 |
| 3.2.3 Определение пористости по методу ГГК-П | 58 |
| 3.2.4 Определение пористости по методу ННК-Т..... | 59 |
| 3.3 Методики определения проницаемости..... | 62 |
| 3.4 Методики определения глинистости..... | 64 |

| | | |
|-----|---|-----|
| 3.5 | Методика определения нефтегазонасыщения..... | 67 |
| 4. | ПРОГРАММА ОБРАБОТКИ ДАННЫХ КАРОТАЖА..... | 69 |
| 5. | РЕЗУЛЬТАТЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ КОЛЛЕКТОРОВ УРЕНГОЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ | 71 |
| 5.1 | Выделение коллекторов..... | 72 |
| 5.2 | Результаты определения пористости | 73 |
| 5.3 | Результаты определения проницаемости..... | 83 |
| 5.4 | Результаты определения глинистости..... | 87 |
| 5.5 | Результаты определения нефтегазонасыщения | 88 |
| | ЗАКЛЮЧЕНИЕ | 94 |
| | СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ | 95 |
| | ПРИЛОЖЕНИЕ 1 | 98 |
| | Планшет по скв.1..... | 98 |
| | ПРИЛОЖЕНИЕ 2 | 99 |
| | Планшет по скв.2..... | 99 |
| | ПРИЛОЖЕНИЕ 3 | 100 |
| | Планшет по скв.3..... | 100 |

СПИСОК ПРИНЯТЫХ ТЕРМИНОВ И СОКРАЩЕНИЙ

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение

НГО – нефтегазоносная область

ММП – многолетнемерзлые породы

БКЗ – боковое каротажное зондирование

ПС – каротаж самопроизвольной поляризации

МК – микрокаротаж

БМК – боковой микрокаротаж

МКВ – микрокавернометрия

ИК – индукционный каротаж

БК – боковой каротаж

ГК – гамма-каротаж

НК – нейтронный каротаж

ГГК-П – гамма-гамма плотностной каротаж

МНК – многозондовый нейтронный каротаж

ЯМК – ядерно-магнитный каротаж

ВДК – волновой диэлектрический каротаж

КС – каротаж сопротивлений

ННК-Т – нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам

КВ – кавернометрия

ГГК – гамма-гамма каротаж

НГК – нейтронный гамма каротаж

ВИКИЗ – высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование

ВВЕДЕНИЕ

Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение находится в северной части Западно-Сибирской низменности. В административном отношении территория Уренгойского месторождения входит в состав Надымского района (районный центр г. Надым) Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области.

В разрезе Уренгойского месторождения выделяют четыре этажа нефтегазоносности: юрский, ачимовский, неокомский, сеноманский, представленные нефтегазоконденсатными залежами. Коллекторы месторождения представлены терригенными комплексами пород

В настоящей работе рассматривается один из четырех нефтеносных комплексов Уренгойского месторождения – неокомский. Нефтеносность неокомского комплекса связана с нефтяными оторочками - особым типом запасов, представляющий собой тонкую прослойку нефти под значительно превосходящей ее по объему газоконденсатной залежью.

В данной работе рассмотрены геологические особенности месторождения, физические основы методов каротажа (геофизических исследований скважин – ГИС), использованных при изучении коллекторов Уренгойского месторождения, и интерпретация данных в программе обработки Techlog.

Актуальность данной работы связана с тем, что скважины на месторождениях углеводородов обычно бурят без керна, и информацию о разрезе и свойствах коллекторов получают из данных каротажа.

Цель работы: изучение методик оценки параметров коллекторов Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения по данным комплекса методов каротажа.

Задачи:

-ознакомиться с физико-геологическими особенностями Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения

-рассмотреть основы методов каротажа, используемых для определения параметров коллекторов на месторождении

-рассмотреть методики определения параметров коллекторов

-выполнить обработку данных каротажа с использованием материалов лабораторной петрофизики и проанализировать полученные результаты.

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

1. ФИЗИКО-ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА УРЕНГОЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

1.1 Общие сведения о районе работ

Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) открыто в 1966 г. в Пуровском районе Ямало-Ненецкого автономного округа и приурочено к Уренгойскому мегавалу – пологой брахиантиклинальной складке Надым-Пурской нефтегазоносной области (НГО) (рис.1.1). Уренгойский мегавал тектонически осложнен разрывными нарушениями и рядом локальных поднятий и является частью более крупного мегавала – Нижнепурского [2].



Рис.1.1: Карта Западно-Сибирской НГП

[<http://www.mining-enc.ru/z/zapadno-sibirskaya-neftegazonosnaya-provinciya/>]

В административном отношении Уренгойское НГКМ расположено в пределах Тюменской области. Владелец лицензий на разработку месторождений является ООО «Газпром добыча Уренгой». В право пользования предоставлен горный отвод для разведки и добычи полезных ископаемых вплоть до конца 2038 г. по данным 1.01.2021 г. [35].

Нижеприведенная характеристика района описана в соответствии с [29].

Для района характерен континентальный климат с суровой продолжительной зимой и непродолжительным теплым летом, короткими переходными, весенним и осенним, сезонами. Среднегодовая температура отрицательная - минус 6,7⁰С. Средняя температура самого холодного месяца (января) - минус 25,0 ⁰С, а самого жаркого (июля) - плюс 15,4⁰С. Абсолютный минимум температуры приходится на январь - минус 58 ⁰С, абсолютный максимум - на июль (плюс 34⁰С). Продолжительность безморозного периода 87 дней, устойчивых морозов - 189 дней. Средняя многолетняя дата первого осеннего заморозка 25 сентября, последнего весеннего - 6 июня.

Согласно схеме геокриологического районирования округа, территория относится к Пуровской области подзоны прерывистого распространения многолетнемерзлых пород (ММП). Для области характерно прерывистое по площади распространение ММП, отсутствие в разрезе нижнего яруса охлажденных ниже 0⁰С, без включений льда, засоленных пород морского генезиса, массивно-островное и островное распространение мерзлых толщ. Острова мерзлых пород приурочены в основном к массивам мерзлых торфяников, а также к участкам густо сомкнутых лесов на суглинках. ММП отсутствуют на придолинных дренированных участках речных террас и гривистой пойме, под руслами рек и днищами озер. Температура мерзлых пород изменяется от -0,1⁰С до -1,5⁰С; минимальные значения характерны для торфа. Сезонное промерзание на талых породах, слагающих низкую пойму и некоторые типы болот, а также на участках с несливающейся мерзлотой изменяется от 0,5-1,0 м в суглинках до 1,8-3,0 м в песках. Повсеместно на талых грунтах возможно образование перелетков.

Гидрографическая сеть участка принадлежит Западно-Сибирскому артезианскому бассейну, а бассейне р. Пур. Характерными чертами водотоков региона являются слабая врезанность, незначительные уклоны продольного профиля, высокая извилистость и медленное течение. Реки сильно меандрируют, их русла изобилуют рукавами и протоками. Основным источником питания являются снеговые воды, доля которых составляет в среднем 48 % от общего объема. Дождевой сток невелик и в среднем равен 7%. Доля грунтово-болотного питания составляет порядка 45 %.

Пресные подземные воды, пригодные для водоснабжения, развиты в отложениях, входящих в состав регионально выдержанного олигоцен-четвертичного водоносного комплекса. В нем расположено несколько горизонтов: казанцевский, салехардский и некрасовский, гидрологически связанных между собой. В формировании подземных горизонтов вод большое значение имеют многолетнемерзлые породы. В связи с этим выделяются подземные воды сезонно-талого слоя, надмерзлотные и межмерзлотные. Наиболее перспективными для промышленного водоснабжения являются межмерзлотные воды, которые объединяют салехардский и некрасовский водоносный горизонты.

В соответствии с морфоструктурным районированием Западно-Сибирской равнины территория участка приурочена к Пур-Тазовской возвышенности, в геоморфологическом отношении она представляет собой плосковолнистую озерно-аллювиальную равнину. Рельеф территории расчленен в значительной степени долинами рек, балками, оврагами, озерами. Абсолютные отметки поверхности земли на большей части территории имеют значения 50-100 м. Максимальные превышения водоразделов над урезами рек и озер (по элементарным бассейнам) составляют менее 5 м. Линейное расчленение (долинами, балками, ложбинами, оврагами) характеризуется средним значением (2,4 – 1,8 км), озерное расчленение сильное (1,2 - 0,6 км).

В границах Уренгойского месторождения обнаружены газовая, газоконденсатные, и нефтяные залежи. Нефть приурочена к нефтяным оторочкам нижнемелового продуктивного комплекса. Уренгойский газ характеризуется как метановый, доля метана 81–94%. Содержание азота и углекислого газа не выше 1%. Месторождение интенсивно разрабатывалось с привлечением комплекса ГИС, бурения, сейсморазведки 2D и 3D.

1.2 Литолого-стратиграфическая характеристика

В геологическом строении Уренгойского месторождения принимает участие комплекс осадочных пород мезозойско-кайнозойского возраста, слагающий платформенный чехол восточной части Западно-Сибирской геосинеклизы. Комплекс пород мезокайнозоя залегает на консолидированном доюрском основании – складчатом гетерогенном фундаменте. Доюрское основание состоит из вулканогенно-осадочных пород докембрия и палеозоя, прорываемых интрузиями гранитов и сиенитов. Отмечаются поля триасового комплекса – осадочные и вулканогенно-осадочные породы, представленные эффузивами и эффузивными песчаниками. Схематичная литолого-стратиграфическая колонка по месторождению приведена на рисунке 1.2.

Образования доюрского основания представлены глинистыми сланцами с известняками, эффузивами кислого и среднего состава, туфами, базальтами, диабазами, туфобрекчиями, туфоконгломератами, алевролитами и аргиллитами.

В основу расчленения разреза положена унифицированная стратиграфическая схема в соответствии с [32].

Мезозойские отложения представлены породами юрской и меловой систем.

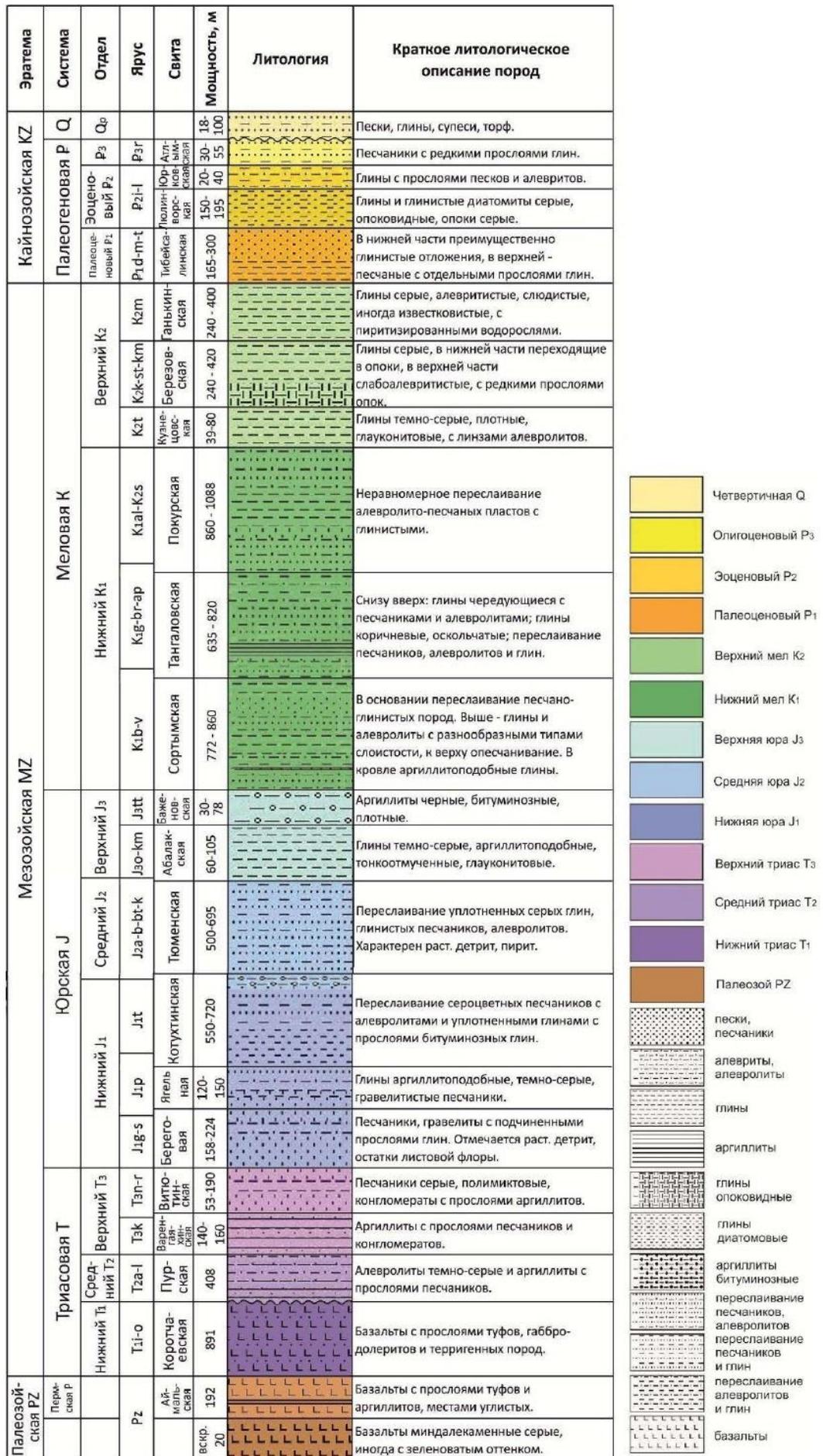


Рис.1.2: Стратиграфическая колонка по району Уренгойского месторождения [26]

Мезозойская группа (MZ)

Триасовая система (Т)

Отложения триасового возраста представлены нижним, средним и верхним отделами. Нижний отдел включает отложения красноселькупской серии, в нижней части которой залегают эффузивы и эффузивные песчаники, в верхней – переслаивание песчано-алевритоглинистых пород. Среднетриасовый отдел включает нижнюю часть тампейской серии, состоящую из пурской и нижней части варенгояхинской свит. Отложения свит представлены терригенными породами. Верхнетриасовый отдел представлен тампейской серией, включающей варенгояхинскую и витютинскую свиты, которые сложены терригенными породами. Мощность триасовых отложений около 150 м.

Юрская система (J)

Отложения юрского возраста представлены нижним, средним и верхним отделами. Нижний и средний отделы объединены в заводоуковский надгоризонт, который представлен преимущественно континентальными отложениями и состоит из береговой, ягельной, котухтинской и тюменской свит.

Верхнеюрские отложения объединяются в даниловский надгоризонт в составе абалакской и баженовской свит.

Береговая свита ($J_{1h}+J_{1s}$). Состоит из песчаников грубозернистых, гравелитов, конгломератов с подчиненными прослоями глин уплотненных, серых. Отмечаются растительный детрит, остатки листовой флоры. Мощность свиты достигает 250 м.

Ягельная свита (J_{1p}). Представлена глинами аргиллитоподобными, темно-серыми, серыми, от тонкоотмученных до алевритовых, иногда карбонатных. Встречаются растительный детрит, отпечатки листовой флоры. Мощность свиты достигает 150 м.

Котухтинская свита ($J_{1p}+J_{1t}+J_{2a}$). По составу вмещающих пород свита разделяется на две подсвиты: нижнюю и верхнюю.

В основании нижней подсвиты выделяются пласты $Ю_{11-12}$, представленные песчаниками серыми, зеленовато-серыми, чередующимися с известковистыми прослоями песчаника, алевролитами и аргиллитами. Встречаются растительный детрит и остатки листовой флоры. Мощность разреза изменяется от 80 до 180 м.

В кровле нижней подсвиты выделяется тогурская глинистая пачка, являющаяся флюидоупором для песчано-алевролитовых пластов $Ю_{11-12}$. Она сложена аргиллитами бурыми, прослоями зеленовато-серыми, серповидно-оскольчатыми, иногда битуминозными с прослоями песчаников и алевролитов. Мощность пачки 40-50 м.

Верхняя подсвета котухтинской свиты представлена двумя пачками: песчаной, к которой приурочен пласт Ю₁₀, и глинистой, радомской.

Песчаная пачка представлена серыми и зеленовато-серыми песчаниками, чередующимися с карбонатными прослоями песчаника, алевролитами и аргиллитами. Породы иногда биотурбированы. Встречаются пирит и листовая флора. Мощность пачки до 110 м.

Радомская пачка представлена аргиллитами темно-серыми и буровато-серыми, иногда битуминозными и углистыми с редкими прослоями песчаников и алевролитов. Встречаются единичные двустворки. Отложения этой пачки являются флюидоупором для пласта Ю₁₀. Мощность пачки изменяется от 20 до 50 м.

Формирование отложений свиты связано с глобальными морскими трансгрессиями и происходило в прибрежно- и мелководноморских условиях.

Тюменская свита (J_{2a}+J_{2b}+J_{2bt}). По характеру слагающих ее пород тюменская свита делится на три подсветы: нижнюю, среднюю и верхнюю.

Нижняя подсвета представлена переслаивающимися аргиллитами, алевролитами и песчаниками с преобладанием алевроито-глинистых пород. Мощность подсветы изменяется от 100 м до 200 м.

Средняя подсвета сложена частым неравномерным переслаиванием аргиллитов, местами углистых, с глинистыми песчаниками и алевролитами. Участками отмечаются прослой углей. Мощность подсветы 90-160 м.

Верхняя подсвета представлена переслаиванием песчаников, алевролитов и темно-серых аргиллитов. Песчаники серые, преимущественно мелкозернистые, кварцево-полевошпатовые, слюдистые, плотные, крепкие, грубоплитчатые, с редкой волнисто-прерывистой слоистостью. Алевролиты серые и темно-серые, слюдистые, крепко сцементированные, с тонкой горизонтальной и волнистой слоистостью. Аргиллиты темно-серые (до черных), алевролитистые, тонкоплитчатые, часто углистые, с довольно хорошо выраженной тонкой линзовидно-прерывистой слоистостью, подчеркиваемой серым алевролитовым материалом, с маломощными прослоями серых и светло-серых песчаников. Породы паттумные (плохо отсортированные), характерен растительный детрит, пирит. Мощность верхней подсветы 190-230 м.

Для всего разреза тюменской свиты характерно присутствие обуглившегося растительного детрита и обломков углефицированной древесины. Мощность отложений тюменской свиты составляет 380 - 590 м.

Верхнеюрские морские осадочные образования (с большей частью келловей) трансгрессивно перекрывают континентальные отложения тюменской свиты.

Абалакская свита (J_{3k}+J_{3o}+J_{3km}). Представлена аргиллитами темно-серыми до черных, алевролитистыми, слабослоистыми, с известково-сидеритовыми стяжениями, в кровле – с

присыпкой глауконита. В основании свиты отмечаются песчаники и алевролиты. Мощность отложений абалакской свиты 70-90 м.

Баженовская свита (J_{3v}). Свита представлена преимущественно морскими, в различной степени битуминозными аргиллитами черными и буровато-черными с массивной текстурой, плитчатыми, редко листоватыми, участками известковистыми и кремнистыми. Аргиллиты содержат скопления раковин двустворок, остатки ихтиофауны, отпечатки аммонитов. В кровле выявлен нефтенасыщенный микротрещинный коллектор. Породы баженовской свиты характеризуются повышенной естественной радиоактивностью. С запада на восток происходит снижение степени битуминозности глин, повышается слюдистость. Отложения баженовской свиты наиболее надежный корреляционный репер. Мощность свиты от 10 до 25 м. К кровле свиты приурочен опорный отражающий горизонт Б.

Меловая система (К)

Меловая система состоит из 6 свит, четко подразделяется на две литологические формации:

- нижнемеловую (K_1), состоящую внизу (до 1600 м) в основном из чередования пластов и линзовидных пластов глин и аргиллитов с алевролитами и песчаниками (до барремского яруса включительно) и преимущественно из песчаных образований до 1000 м вверх (апт-сеноманский ярус).

- верхнемеловую (K_2), сложенную глинами, являющимися покрывкой для сеноманского продуктивного горизонта (мощность около 700 м).

Меловая система состоит из песчано-глинистых отложений: сортымской, тангаловской, покурской, кузнецовской, березовской и ганькинской свит.

Сортымская свита (K_{1br-v}). Сортымская свита согласно перекрывает битуминозные аргиллиты баженовской свиты. В основании свиты залегает маломощная глинистая подачимовская пачка. Глины аргиллитоподобные, темно-серые, с горизонтальной слоистостью, прослоями битуминозные.

Выше по разрезу выделяется ачимовская толща, представленная несколькими песчано-алевритовыми пачками, переслаиваемыми с глинистыми породами. Песчаники серые и светло-серые, мелкозернистые, часто глинистые, слоистые и массивные, довольно часто замещаются алевролитами и аргиллитоподобными глинами.

Песчано-алевритовые пласты ачимовской толщи характеризуются невыдержанностью по площади, располагаются относительно друг друга кулисообразно в субширотном направлении и вытянуты в субмеридиональном направлении. При этом в западном направлении происходит омолаживание линз. По латерали проницаемые породы, как правило, со всех сторон замещаются непроницаемыми разностями и представляют собой

литологические линзовидные ловушки. Общая толщина ачимовской толщи составляет 43-167 м. К отложениям ачимовской толщи на Восточно- и Ново-Уренгойском месторождениях приурочены продуктивные пласты Ач₁-Ач₆, имеющие локальное распространение и содержащие газ, конденсат и нефть. Вскрытая мощность на Уренгойском месторождении – 68 м.

Очимкинская пачка представлена переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников. Аргиллиты темно-серые, слюдистые, плотные, с наклонно-горизонтальной слоистостью, с большим количеством прослоев и линзочек светло-серых, часто известковистых алевролитов, подчеркивающих линзовидно-прерывистую слоистость.

Песчаники от светло-серых до темно-серых, мелко-, средне- и крупнозернистые, полимиктовые, слюдистые, плотные, крепкие, хорошо сцементированные, часто с карбонатным цементом. Встречаются прослой известняка толщиной до 10 см, от серого до темно-серого, крепкого, массивного, глинистого, слабослюдистого, с включениями растительного обугленного детрита.

В разрезе Уренгойского месторождения внутри очимкинской пачки прослеживаются песчаные пласты БУ₁₆, БУ₁₅, БУ₁₄, БУ₁₃, БУ₁₂², БУ₁₂¹.

Наиболее выдержанными по площади являются пласты БУ₁₂, из которых повсеместно распространен пласт БУ₁₂¹, имеющий максимальные толщины 24-30 м на Северном куполе. Пласт БУ₁₄ на площади Северного купола почти повсеместно замещается глинами, мощность пласта закономерно увеличивается в южном направлении. Пласты БУ₁₃ также развит в южной половине месторождения.

Все выделяемые пласты на месторождении продуктивны: при испытании получены притоки газа с конденсатом, нередко со следами нефти.

Южнобалакская пачка вскрыта большинством скважин. Сложена переслаиванием песчано-алевролитовых и глинистых пород. На перекинали Уренгойского вала отмечается глинизация низов пачки.

В составе пачки выделяются два продуктивных пласта БУ₁₁ и БУ₁₀, которые гидродинамически связаны между собой. С этими пластами связана самая крупная в нижнемеловых отложениях залежь углеводородов.

Кровля пласта БУ₁₀ однозначно проводится по подошве чеускинской пачки, которая служит надежным экраном и хорошим репером при корреляции.

Пачка редставлена глинами темно-серыми, хорошо отмученными, плитчатыми с обломками раковин пелеципод, многочисленные остатки ихтиофауны, обрывки водорослей. В составе пачки отмечаются линзы и маломощные прослой алевроито-песчаного состава.

Литологически описываемая пачка довольно выдержана по всей площади месторождения, что отражено на электрокаротажных диаграммах. Породы характеризуются

положительными аномалиями ПС и наличием аномалий на кавернограммах, выраженных в виде широкой ступени или, реже, несколькими крутыми пиками. Вскрытая мощность сортымской свиты 841 м.

Тангаловская свита ($K_{1h}+K_{1b}+K_{1a}$). Отложения тангаловской (вартовской) свиты выделяются в объеме готерив-барремских ярусов, в пределах месторождения вскрыты всеми глубокими скважинами и подразделяются на две подсвиты: нижнюю и верхнюю. Свита охватывает значительный объем в разрезе рассматриваемой площади. Она согласно залегает на отложениях сортымской свиты.

Нижнетангаловская подсвита, в свою очередь, подразделяется на правдинскую, усть-балакскую и пимскую пачки, сложенные песчаниками, алевролитами и глинами.

Правдинская пачка. В составе пачки выделено четыре песчано-алевритовых пласта ($БУ_9$, $БУ_8$, $БУ_{8-0}$, $БУ_7$), которые достаточно отчетливо выделяются в разрезах скважин. По всей площади над пластом $БУ_{8-0}$ прослеживается репер-"шоколадные" тонкоплитчатые аргиллиты, которые четко отбиваются на кавернограммах массивными кавернами. Продуктивность $БУ_7$ пока не изучена, к остальным приурочены крупные залежи углеводородов. Мощность пачки изменяется от 156 до 215 м.

Усть-балакская пачка. Представлена переслаиванием мощных песчано-алевритовых и глинистых пластов, невыдержанных по площади, вследствие чего толщины пластов изменяются в широких пределах. Максимальная толщина песчаных пластов 60 м. Из шести песчаных пластов, выделяемых в составе пачки, продуктивными являются $БУ_{1-2}$ и $БУ_{5-6}$. Мощность пачки изменяется от 181 до 336 м.

Пимская пачка. Заканчивает разрез нижневартовской подсвиты, служит неплохим репером.

Пачка сложена аргиллитами темно-серыми до серых, алевритистыми, плотными, крепкими, участками горизонтально слоистыми за счет нитевидных прослоек алевритового материала с раковистым изломом. Мощность пачки от 23 до 42 м.

Верхнетангаловская подсвита разделяется на две пачки: верхнюю и нижнюю, представлена переслаиванием аргиллитом, алевролитов, песчаников.

Кровля тангаловской свиты размыта, при этом глубина размыва на площади изменяется от 10 до 50 м. Общая мощность тангаловской свиты изменяется от 679 до 917 м.

Покурская свита ($K_{1a}+K_{1al}+K_{1s}$). Покурская свита по характеру слагающих ее отложений делится на три подсвиты: нижнюю, среднюю и верхнюю.

Нижняя подсвита сложена сложно чередующимися светло-серыми песчаниками, серыми алевролитами и темно-серыми и буровато-серыми глинами, с разнообразными типами слоистости, с включением растительного детрита и углистых прослоев.

Средняя подсвита представлена пачками глин и глинистых алевролитов, темно-серого цвета, в отдельных прослоях с зеленоватым или буроватым оттенками, которые чередуются в сложном сочетании с серыми и светло-серыми песчаниками. Породы преимущественно горизонтально-слоистые, содержат растительный детрит, отмечаются единичные прослои бурых углей.

Верхняя подсвита сложена серыми и светло-серыми песчаниками, реже уплотненными песками, мелко-среднезернистыми, слабослоистыми, и серыми алевролитами, разнозернистыми, часто глинистыми, слюдистыми, с тонкими горизонтальными прослойками алевролитистого более светлого материала. Песчано-алевролитовые породы разделяются пачками серых (до темно-серых) глин, часто алевролитистых, слюдистых, горизонтально-слоистых за счет тонких прослоев более светлого алевролитистого материала и углефицированного растительного детрита, которые не выдержаны по латерали. Верхняя подсвита является регионально газоносной. К кровле свиты приурочен отражающий горизонт Г.

Сеноманские отложения венчают разрез прибрежно-континентальных остатков покурской свиты. Разрез этих отложений изучен достаточно подробно в связи с тем, что к ним приурочена газовая залежь и при их проходке на Уренгойском месторождении, как и на соседних месторождениях, отбирался керн почти во всех скважинах.

Граница между сеноманскими и альбскими отложениями проводится довольно условно по некоторому относительному увеличению песчаности разреза в подошве сеноманских отложений.

Граница между сеноманскими и туронскими отложениями совмещена с кровлей покурской свиты и проводится по смене прибрежно-континентальных песчаных остатков глинистыми породами морского генезиса, что отчетливо прослеживается на каротажных диаграммах.

По керну и промыслово-геологическим данным отложения сеномана представлены переслаиванием песков, песчаников, алевролитов и глин прибрежно-континентального, а в верхней части разреза прибрежно-морского происхождения.

Пески и песчаники сеноманской толщи имеют окраску от светло-серых до темно-серых, с желтоватым и зелено-голубоватым оттенком, мелко и среднезернистые, слабосцементированные или рыхлые, в различной степени глинистые, слюдистые, местами известковистые, горизонтально и косослоистые, с мельчайшими обугленными остатками растительного детрита, с прослоями черного и темно-бурого углистого вещества с редкими включениями янтаря.

Алевролиты серые и темно-серые, разнозернистые, средней плотности, иногда крепкосцементированные, глинистые, слюдистые, с косой и горизонтальной слоистостью,

обусловленной включением углефицированных растительных остатков, иногда известковистые. Отмечаются редкие включения янтаря.

Песчано-алевролитные породы отделяются друг от друга прослоями глины темно-серой, иногда зеленоватой, плотной, алевролитистой, местами опоковидной, с прослоями и линзами светло-серого алевролита, содержащей обуглившиеся растительные остатки. В толще переслаивания и среди песчаных пластов встречаются редкие прослой серого, очень крепкого известняка.

Мощность сеноманских отложений на Уренгойском месторождении составляет 300-350 м. Увеличение толщины сеноманских отложений происходит в северо-восточном направлении.

Кузнецовская свита (K_2t). Свита начинает цикл морских глинистых осадков верхнего мела и палеогена, трансгрессивно перекрывает отложения покурской свиты. Представлена она серыми и зеленовато-серыми глинами, слабослюдистыми, с включением глауконита и остатков фауны. Мощность свиты от 13 м до 26 м.

Березовская свита ($K_2k+K_2st+K_2km$). Отложения березовской свиты согласно залегают на кузнецовской. Литологически она расчленяется на две подсвиты: нижнюю и верхнюю.

Нижняя подсвита сложена серыми и голубовато-серыми опоками с прослоями темно-серых и черных глин, прослоями опоковидных. К кровле нижеберезовской подсвиты приурочен отражающий сейсмический горизонт С.

Верхняя подсвита сложена серыми, темно-серыми, а в верхней части - зеленовато-серыми глинами с прослоями опоковидных глин и опок. Мощность глинистых пород березовской свиты 101 - 196 м.

Ганькинская свита (K_2m+P_1d). Отложения ганькинской свиты имеют широкое распространение в пределах Западно-Сибирской низменности. Ганькинская свита представлена толщей серых и светло-серых с зеленоватым оттенком глин, прослоями известковистых, алевролитистых. Встречаются пиритизированные водоросли и единичные обломки гастропод. Мощность свиты 136-196 м.

Кайнозойская группа (KZ)

Кайнозойская группа представлена двумя системами: палеогеновой и четвертичной

Палеогеновая система (P)

Палеогеновые отложения согласно залегают на меловых отложениях и представлены всеми тремя отделами: палеоценовым, эоценовым и олигоценовым. Палеоцен, эоцен и часть олигоцена сложены преимущественно морскими осадками. Породы верхов нижнего, среднего

и верхнего олигоцена имеют континентальный генезис. В нижней части сложена глинами серыми и темно-серыми, слюдистыми с маломощными прослоями песчаников и алевролитов, а в верхней - преимущественно алевроито-песчаными породами. Мощность свиты изменяется от 180 до 320 м.

Тибейсалинская свита (P_1) состоит из двух подсвит: нижней и верхней. Нижняя подсвита преимущественно глинистая, верхняя – преимущественно песчаная с отдельными прослоями глин. Мощность свиты от 165 до 300 м

Люлинворская свита (P_2). Согласно залегает на тавдинской и расчленяется на три подсвиты: нижнюю, среднюю и верхнюю. Нижняя подсвита сложена опоковидными глинами серого и пепельно-серого цвета. Средняя подсвита представлена серыми глинами, преимущественно диатомитовыми, с прослоями диатомитов. Верхняя подсвита сложена диатомитовыми глинами, с прослоями алевроитистых глин зеленовато-серого цвета. Мощность люливорской свиты около 170 м.

Юрковская свита (P_2 - P_3) (ранее чеганская). Представлена песками светло-серыми разнозернистыми с прослоями и линзами глин и гравия. Встречаются прослой бурого угля. Общая мощность юрковской свиты достигает 100 м.

Корликовская толща (P_3) (ранее атлымская). Свита сложена преимущественно светло-серыми песками, кварцевыми и кварцево-полевошпатовыми, с редкими прослоями серых алевролитов и глин, часто каолинизированных, накопление которых происходило в континентальных условиях. Мощность атлымской свиты равна 30 - 70 м.

Четвертичная система (Q)

Породы четвертичной системы залегают с размывом на отложениях палеогена. Четвертичные образования имеют повсеместное распространение. Отложения четвертичного возраста представлены отложениями пойм, надпойменных террас, болот. Они сложены песками, глинами, супесями, суглинками, торфом, галечниками, ледниковыми валунами. Мощность четвертичных отложений 100-125 м.

1.3 Нефтегазоносность Уренгойского месторождения

В настоящей работе изучались и проводилась интерпретация данных каротажа в неокомских отложениях БУ₈₋₁₂, приуроченных к разным седиментационным комплексам (рис 1.3).



Рис.1.3: Модель строения клиноформных неокомских отложений [26 (с правками)]

Неоком, в составе которого выделяются сортымская и тангаловская свиты (рис.1.4) - это самый сложный комплекс пород, сформировавшийся в условиях регрессии морского бассейна.

Литолого-стратиграфический разрез Масштаб 1:4000

| Неокомский комплекс | | Объект исследования | | Ярусы | Колонка | Пачки, пласты | Продуктивность, пластовое давление | Литология | |
|---|--|--|----------|--------------------------|---------|-------------------------------|--|---|---|
| | | | | Свиты, подсвиты | | | | | |
| Готерив+барем | | Средняя подсвита тангаловской свиты: вартовская, ахская, ереямская свиты | ОГ Н1-00 | Пимская пачка | | Усть-балакская пачка, БУ7-БУ1 | <p>БУ1 и БУ2 водонасыщенные, БУ3, БУ4, БУ5, БУ6 выдержаны по простиранию, с пластово-сводовыми залежами и хорошо выраженными линиями ГВК (Ямбург)</p> <p>БУ1-2 и БУ5-6 продуктивные, остальные водоносные (Уренгой)</p> <p>Пластовое давление гидростатическое</p> | <p>Аргиллиты темно-серые до серых, плитчатые, алевроитистые, участками горизонтально слоистые, крепкие. 23-42 м</p> <p>Переслаивание мощных песчано-алевритовых и глинистых пластов, невыдержанных по площади, с изменением толщины в широких пределах. Максимальная мощность песчаных пластов 60 м</p> | |
| | | | БУ1 | БУ2 | БУ3 | | | | БУ4 |
| Валанжин | | Ниж. подсв. тангаловской свиты: вартовская, ахская, ереямская свиты | ОГ Н2-00 | «Шоколадные глины» | | Правдинская пачка, БУ9-БУ8-0 | Шельф | <p>БУ8 и БУ9 продуктивные (Ен-Яха)</p> <p>БУ8-нефть БУ9-нефтегазоконденсат (Песцовое)</p> <p>БУ8-БУ9 продуктивные, непромышленные (Ямбург)</p> <p>Пластовое давление гидростатическое</p> | <p>Пачка шоколадных глин и аргиллитов</p> <p>Переслаивание глинистых и песчано-алевритовых пород с преобладанием первых. Глинистые пласты - темно-серые, черные аргиллиты хорошо отмученные, участками тонкослоистые, слюдистые, плотные, с раковистым изломом. 155-212 м (Ен-Яха, Уренгой), 390 м (Ямбург)</p> |
| | | | БУ8-0 | БУ8 | БУ8-1 | | | | |
| Верхнесортимская подсвита: мегийская ахская, заполярная свиты | | Верхнесортимская подсвита: мегийская ахская, заполярная свиты | ОГ Н2-30 | Чеускинская, арктическая | | БУ18-10 | Склон | <p>БУ10 и БУ11 гидродинамически связаны. Крупная залежь УВ (Уренгой)</p> <p>БУ10 - нефть несовместно (Песцовое)</p> <p>БУ10-2 продуктивная, остальные водоносные (Ен-Яха)</p> | <p>Аргиллиты темно-серые, отмученные, плитчатые, с маломощными линзами песчано-алевритовых пород. 25-30 м</p> <p>Чередование алевритово-песчаных и глинистых пластов. Граница с нижнесортимской подсвитой скользящая. 725 м (Ен-Яха), 841 м (Уренгой), 165 м (Ямбург)</p> |
| | | | БУ10 | БУ11 | БУ12 | | | | |

Рис.1.4: Стратиграфическая схема залегания пластов БУ₈₋₁₂

Продуктивную толщу неокома можно представить в виде системы крупных, вытянутых вдоль палеопобережий на сотни километров клиноформных единиц [12,13] - ланарклинов, состоящих из клиноформных тел подчиненного уровня. Разными исследователями в разрезе неокома выделяются до 20 крупных региональных клиноформ [3]. Каждое клиноформное тело такой сиквенс-структурной единицы представляет собой циклит, формировавшийся как в условиях регрессии, так и завершающей ее трансгрессии (часто кратковременной и ограниченной в пространстве), фиксируемой по наличию глинистой покрывки, отделяющей данную клиноформу (сиквенс) от последующей.

Внутри каждой из клиноформ выделяются песчаные пласты, пачки алевролитов и глин. С регрессией связывается накопление песчано-алевритовых отложений, с трансгрессией — образование покровных глинистых пачек.

Клиноформные тела характеризуются первичным наклоном ограничивающих их поверхностей и закономерными изменениями вещественного состава по простиранию и падению. Внешние границы клиноформ в отложениях неокома восточной и центральной частей Западно-Сибирской впадины наклонены к западу и северо-западу, т. е. к центральной, наиболее глубоководной части палеобассейна. Изменения крутизны наклонов границ связаны с формой дна бассейна и условиями седиментации.

Неокомские коллекторы представлены песчаниками серыми, мелкозернистыми аркозовыми, неравномерно алевритистыми с редкими прослоями алевролита с глинистым цементом и в разной степени карбонатными (кальцит 20 - 25%). Количество обломочного материала колеблется от 80 до 95% [19].

Из основных породообразующих минералов присутствует кварц полевые шпаты, обломки пород и слюда. Полевые шпаты в разной степени изменения. Цемент преобладает пленочный и пленочно-поровый. Пленки в большинстве сплошные, по составу хлоритовые. Большинство пор заполнено каолинитом, в основном хорошо раскристаллизованным, отмечаются поры, заполненные кальцитом [2]. Залежи пластовые, сводовые, осложненные зонами литологического замещения коллекторов неколекторами, и литологические [12].

Перекрывающими отложениями для пластов БУ₁₀₋₁₂ служат аргиллиты чеускинской пачки, венчающей разрез сортымской свиты и «шоколадные» глины и аргиллиты правдинской пачки для пластов БУ₈₋₉.

Доминирующее влияние на нефтегазоносность крупнейшей в мире Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции оказал кайнозойский этап развития. В это время произошло уникальное совпадение серии геологических процессов, предопределивших нефтегазоносность бассейна: формирование Колтогорско-Уренгойского мегажелоба, основной зоны генерации углеводородов и образование крупных положительных структур —

зон нефтегазонакопления, способных концентрировать значительные объемы нефти и газа; погружение баженовской свиты — основного источника углеводородов в бассейне на глубины главной зоны нефтегазообразования; формирование разрывных нарушений, способных выполнять роль каналов для миграции углеводородов из нефтепроизводящих пород баженовской свиты в неокомские и апт-альб-сеноманские резервуары, с которыми на территории провинции связаны основные запасы и ресурсы нефти и газа [13].

Можно выделить два фазово-генетических типа газоконденсатных скоплений. Первичные – без нефтяных оторочек, характеризуются низким содержанием конденсата, находятся ниже главной зоны нефтеобразования (ГЗН), образуются непосредственно из органического вещества в зоне наиболее жесткого катагенетического преобразования пород. Вторичные приурочены к газонефтяным системам, отличаются высоким содержанием конденсата, расположены выше ГЗН и формируются при растворении легких фракций нефтей в сжатых газах. Попластовая характеристика состава УВ на территории Уренгойского месторождения приведена в таблице 1. Для нижней части мелового комплекса (неоком) характерны газоконденсатные залежи с нефтяными оторочками.

Таблица 1: Характеристика продуктивных пластов [12]

| Система, отдел | Свита | Подсвита | Продуктивные пласты | Характеристика залежей |
|-------------------------------|--------------|-------------------|--|---|
| Нижний мел | Покурская | Сеноманская часть | ПК ₁₋₆ | Газовые, пластово-массивные, высокодебитные |
| | | Альбская часть | ПК ₇₋₁₆ | |
| | Тангаловская | Средняя | БУ ₁₋₇ | Газоконденсатные, пластово-массивные, сводовые, высокодебитные |
| | | Нижняя | БУ ₈₋₉ | Газоконденсатные с нефтяными оторочками, пластовые, сводовые, высокодебитные |
| | Сортымская | Верхняя | БУ ₁₀₋₁₃ | Газоконденсатные с нефтяными оторочками, пластовые, сводовые, высокодебитные |
| | | Средняя | БУ ₁₄₋₁₆ | Газоконденсатные, пластовые, сводовые, среднедебитные |
| Нижняя (ачимовские отложения) | | Ач _{1,5} | Газоконденсатно-нефтяные, литологические, среднедебитные | |
| Нижняя-средняя юра | Тюменская | Верхняя | Ю ₂₋₄ | Газоконденсатно-нефтяные, пластовые литологически экранированные, средне-высокодебитные |
| | | Средняя | Ю ₅₋₇ | |
| | | Нижняя | Ю ₈₋₉ | |
| | Котухтинская | Верхняя | Ю ₁₀₋₁₂ | |
| | | Нижняя | Ю ₁₃₋₁₇ | |

1.4 Комплексы ГИС, применяемые на Уренгойском месторождении

Комплексы методов ГИС, применявшиеся при исследовании неокомских отложений Уренгойского месторождения в поисковых и разведочных скважинах, выполнены в соответствии с действовавшими на 1989 г. инструктивными документами: [33,34]. В

эксплуатационных и наблюдательных скважинах комплексы методов ГИС выполнялись согласно [31].

В зависимости от решаемых задач, геофизические исследования подразделяются на общие (в масштабе глубин 1:500), и детальные (в масштабе глубин 1:200). Кроме того, в скважинах проводился контроль технического состояния ствола и качества цементирования обсадной колонны. Эти методы входили в комплекс общих исследований и выполнялись в масштабе глубин 1:500. Детальные исследования (в масштабе глубин 1:200) включают основные, дополнительные и специальные исследования. Основным комплексом ГИС, представленный БКЗ и ПС, резистивиметрией, МК, кавернометрией, БМК и МКВ, ИК, БК, АК, ГК, НК, инклинометрией выполнен практически во всех скважинах.

Из дополнительных исследований в отдельных скважинах выполнены ГГК-П и МНК методы и опробование пластов приборами на кабеле. ЯМК и ВДК методы, как специальные исследования, выполнены: ЯМК в 4 скважинах и ВДК в одной скважине.

При бурении скважин использовался буровой раствор на глинистой основе. Для поддержания параметров бурового раствора она обрабатывалась реагентами, КМЦ, сунилом. Для утяжеления применялся гематит. Удельный вес бурового раствора в пробуренных скважинах, данные которых использованы при пересчете запасов УВ, варьирует в пределах 1.1-1.4 г/см³.

В настоящее время основной задачей, стоящей перед геофизикой, является контроль разработки месторождения.

2. МЕТОДЫ КАРОТАЖА, ПРИМЕНЯЕМЫЕ НА УРЕНГОЙСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

2.1 Электрические методы каротажа

2.1.1 Каротаж сопротивлений (КС)

Каротаж КС основан на измерении удельного электрического сопротивления горных пород (ρ), которое, в свою очередь, зависит от насыщающего породу флюида: вода, нефть, газ. Удельное сопротивление измеряется в ом-метрах (Ом*м).

Для изучения ρ обычно используют потенциал-зонды (пз) и градиент-зонды (гз) с питающими электродами (источниками тока) AB и приемными электродами MN . В потенциал-зонде сближены непарные электроды A и M . На практике, для устранения промышленных помех, используют трехэлектродный потенциал-зонд с $MN \geq 10AB$, помещая второй приемный электрод в скважину (рис.2.1). Расстояние между A и M обозначают как L и называют длиной потенциал-зонда [22].

В градиент-зонде сближены парные электроды M и N . В отличие от потенциал-зонда, длиной зонда L для градиент-зонда является AO , где O – середина между приемными электродами MN . При этом должно выполняться условие $MN \leq 0,1AO$.

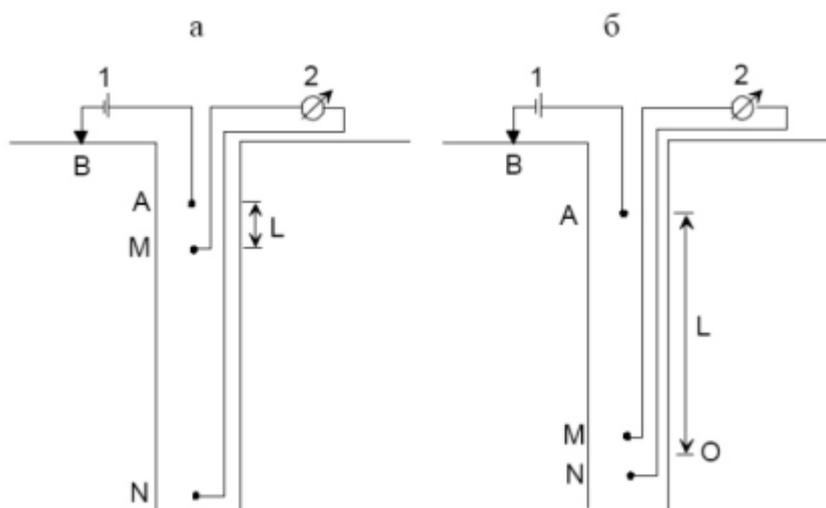


Рис.2.1: Схема потенциал-зонда (а) и градиент-зонда (б). 1 -источник тока, 2 - измеритель разности потенциалов. AB – токовые (питающие) электроды, MN – приемные (измерительные) электроды. $AM = L$ - длина потенциал-зонда, $AO = L$ – длина градиент-зонда [22]

Зонд с одним питающим электродом в скважине называется однополюсным, а с двумя питающими электродами в скважине – двухполюсным. В зондах электроды A и B или M и N – парные, A и M или B и N – непарные. Если непарный электрод A (M) находится выше парных

электродов MN (AB), то зонд называется последовательным. Если непарный электрод $A(M)$ находится ниже парных электродов MN (AB), то зонд называется обращенным [22].

Электрический каротаж на Уренгойском месторождении реализовывался двумя градиент-зондами: последовательным однополюсным ($A2M0,5N$), обращенным с такими же расстояниями между электродами ($N0,5M2A$) и потенциал-зондом ($N6M0,5A$).

Удельное сопротивление пород зависит от степени их насыщения газом, нефтью и водой, концентрации солей в воде. Кривые КС – это распределения не истинного удельного сопротивления ρ , а кажущегося сопротивления ρ_k , сигнала, измеренного конкретным потенциал- или градиент-зондом, нормированного на силу тока I и умноженного на коэффициент зонда. Измеряя в потенциал-зонде напряжение ΔU между электродами MN , возникшее за счет тока I , стекающего с электрода A , вычисляют ρ_k [1]:

$$\rho_k = k_{пз} \frac{\Delta U}{I}, \quad (2.1)$$

где $k_{пз}$ -коэффициент зонда, равный $4\pi L$ (L -длина потенциал-зонда).

Для градиент-зонда кажущееся сопротивление вычисляется по формуле

$$\rho_k = k_{гз} \frac{E}{I}, \quad (2.2)$$

где $k_{гз}$ -коэффициент зонда, равный $4\pi L^2$ (L -длина градиент-зонда), E – напряженность электрического поля.

Характер кривых для градиент-зонда определяется положением электродов в скважине. Последовательные градиент-зонды по максимуму (ρ_k^{max}) отбивают подошву высокоомных пластов, а обращенные – кровлю (рис.2.2). Поэтому последовательные и обращенные градиент-зонды часто называют подошвенные и кровельные соответственно.

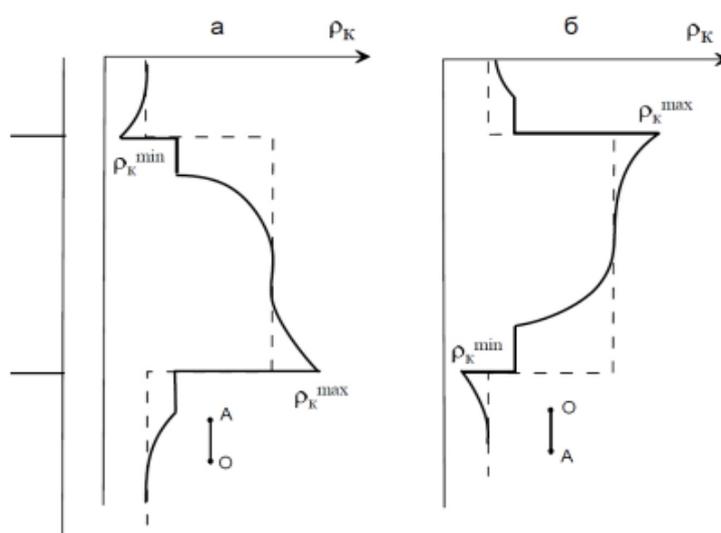


Рис.2.2: Особенности кривых кажущегося сопротивления для последовательного (а) и обращенного (б) градиент-зонда и пласта большой мощности [5]

Кривые КС, регистрируемые потенциал-зондом симметричные, с максимумом в центре пласта. При уменьшении мощности пласта высокого сопротивления максимум уменьшается, поэтому использование градиент-зонда при выделении маломощных пластов высокого сопротивления более выгодно. Для проводящих пластов малой мощности эффективность градиент- и потенциал-зонда примерно одинаковая [22].

2.1.2 Боковой каротаж (БК)

Боковой каротаж (БК) – это разновидность метода КС с использованием зондов с экранными электродами, через которые пропускают ток в том же направлении, что и через основной токовый электрод. На рисунке 2.3 (а) силовые линии электрического поля (токовые линии) равномерно распределяются по всем направлениям, и на значения ρ_k в равной мере будет влиять удельное сопротивление бурового раствора, зоны проникновения и пласта. В случае (б) происходит фокусировка силовых линий, они концентрируются в направлении, перпендикулярном скважине, это означает, что влияние бурового раствора окажется менее существенным, чем для обычных зондов. Особенно сильно эффект фокусировки сказывается для пластов высокого ρ , залегающих среди пород низкого ρ .

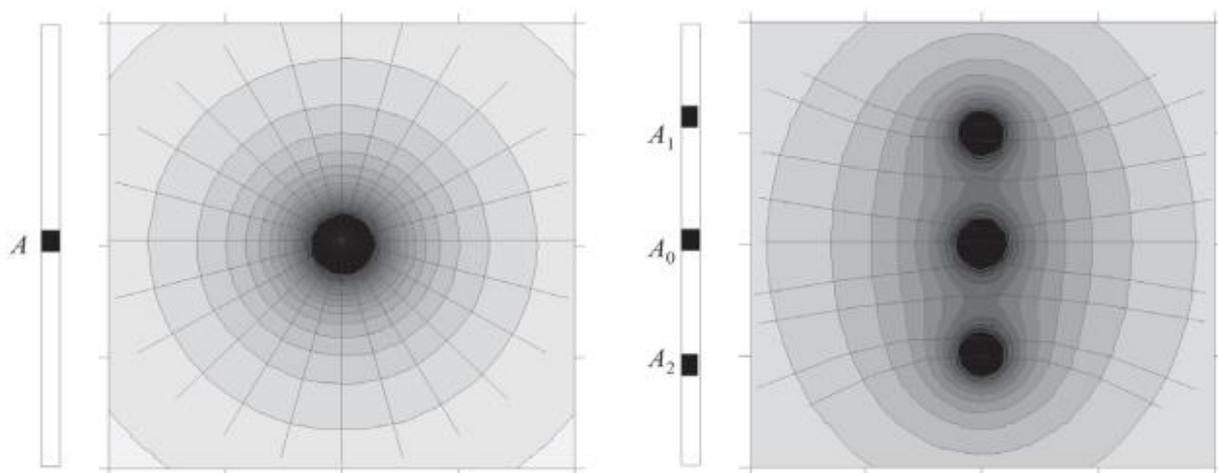


Рис.2.3: Распределение потенциала и силовых линий электрического поля точечного источника (а) и трех точечных источников (б) в однородном пространстве: A_0 – центральный питающий электрод фокусированного зонда; A_1, A_2 – экранирующие электроды фокусированного зонда; A – питающий электрод для не фокусированного зонда [1]

Простейшим вариантом фокусированного зонда является трехэлектродный зонд, когда центральный (основной) электрод A_0 и расположенные симметрично относительно него два экранирующих электрода A_1 и A_2 представляют собой металлические цилиндры, разделенные между собой тонкими изоляционными прослойками. Через электроды A_0, A_1 и A_2 пропускают

ток I , который автоматически регулируется так, чтобы потенциалы всех трех электродов были одинаковыми, еще один приемный электрод N расположен на поверхности земли.

На основе сходного принципа строятся более сложные зонды – семиэлектродный (рис.2.4) и девятиэлектродный. Одноимённые электроды расположены симметрично по обе стороны от основного и соединены накоротко друг с другом. Изменяя размеры межэлектродных расстояний многоэлектродных зондов БК, можно регулировать радиус исследования.

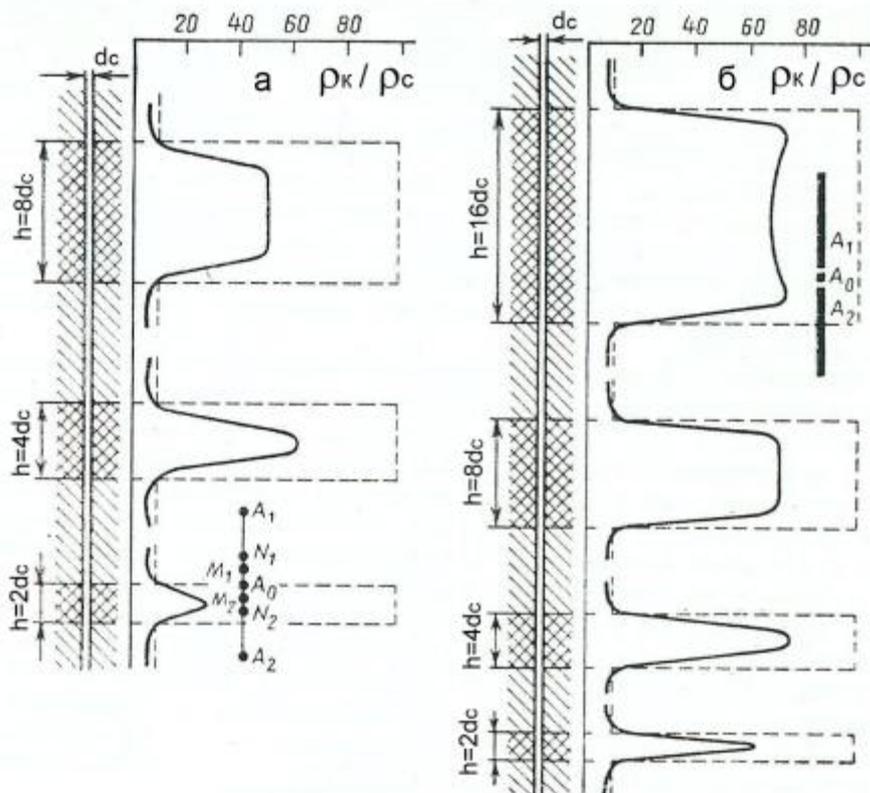


Рис.2.4: Формы кривых бокового каротажа для семэлектродного (а) и трехэлектродного (б) зондов: h – мощность пласта; d_c – диаметр скважины; ρ_c – удельное сопротивление бурового раствора [11]

БК характеризуется высокой расчленяющей способностью - эффективен для изучения разрезов с частым чередованием пластов; благоприятной формой кривых; отсутствием влияния со стороны соседних пластов, значительной радиальной глубиной.

2.1.3 Микрокаротаж (МК)

Микроустановки с малой глубиной исследования — микрозонды применяются для измерения удельного сопротивления части пласта, непосредственно прилегающего к стенке скважины. Электроды такого зонда часто монтируются в подушках каверномера или размещены на внешней стороне башмака из изолированного материала. При работе башмак с

электродами прижимается пружинами к стенке скважины, чем достигаются экранирование зонда от бурового раствора и уменьшение влияния ее на результат измерений. Между башмаком зонда и стенкой скважины имеется промежуточный слой, образованный в проницаемом пласте глинистой коркой и пленкой бурового раствора, в непроницаемом — только пленкой. В результате измеряемое ρ_k зависит в основном от удельных сопротивлений прилегающей к скважине части пласта, удельного сопротивления промежуточного слоя и его толщины.

Применяемые на практике микрозонды делятся на обычные градиент- и потенциал-зонды (МГЗ и МПЗ соответственно) с не фокусированными электродами и зонды с фокусировкой тока. Каротаж обычными микрозондами называют микрокаротажем (МК), а каротаж микрозондами с фокусировкой тока — боковым микрокаротажем (БМК).

С не фокусированными электродами часть тока проходит вблизи стенки скважины, что обуславливает значительное влияние глинистой корки на величину измеряемого сопротивления, это влияние возрастает с увеличением сопротивления пласта и толщины глинистой корки. При применении микрозондов бокового каротажа (БМК) с фокусировкой тока токовые линии от электродов A и A_0 пересекают слой между башмаком и породой почти под прямым углом (рис.2.5), что снижает влияние глинистой корки на ρ_k и облегчает задачу определения ρ части пласта, прилегающей к стенке скважины.

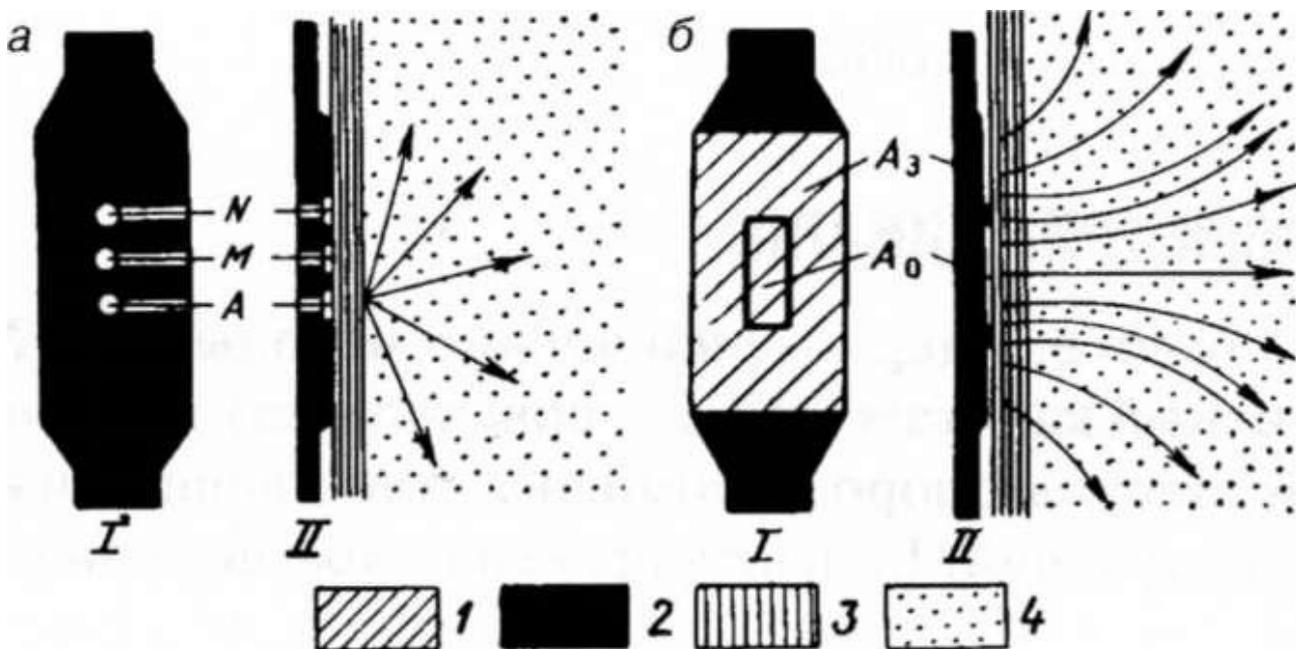


Рис.2.5: Схемы микрозондов и распространение у них токовых линий в промытой зоне: а — обычный зонд, сочетающий МПЗ и МГЗ; б — боковой двухэлектродный зонд (МБК); I — вид спереди; II вид сбоку; 1 — электроды; 2 — изоляционный башмак; 3 — глинистая корка; 4 — порода [9]

Использование МПЗ и МГЗ позволяет выделить пористые и проницаемые породы: при наличии глинистой корки величина удельного сопротивления, определенная МПЗ зондом, как правило, выше измеренной при помощи МГЗ, такое расхождение называется «положительным приращением» [20]. При более толстой глинистой корке, по факту, оба зонда измеряют одно и то же значение и приращения не наблюдается. Отрицательное же приращение имеет место быть при наличии непроницаемого пласта с удельным сопротивлением меньше, чем сопротивление бурового раствора.

2.1.4 Боковое каротажное зондирование (БКЗ)

Боковое каротажное зондирование (БКЗ) – КС, предусматривающий использование приборов одностипных зондов разной длины (рис.2.6).

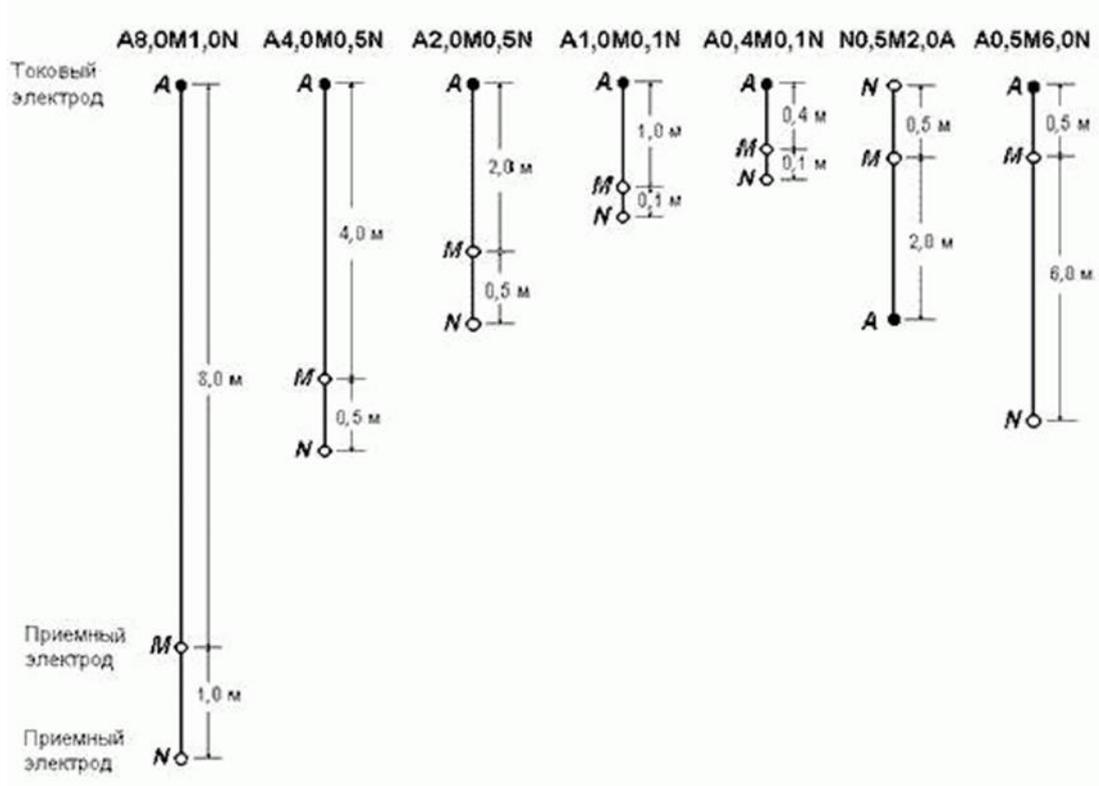


Рис.2.5: Схемы зондов БКЗ [27]

При очень малом размере (длине) зонда L , по отношению к диаметру скважины d_c , измеренное ρ_k близко по значению к удельному сопротивлению бурового раствора, с увеличением длины зонда возрастает радиус проникновения тока и усиливается влияние удельного сопротивления пластов ρ_n .

При $L > d_c$ наблюдается асимптотическое приближение ρ_k к ρ_n . По диаграммам БКЗ (серии диаграмм КС) строятся практические кривые БКЗ для каждого пласта в виде

зависимости ρ_k от L в двойном логарифмическом масштабе. Последнее позволяет их легко сопоставлять с теоретическими кривыми — палетками БКЗ, рассчитанными для различных геологических условий. Наблюдаются двухслойные кривые БКЗ — при отсутствии проникновения в пласт бурового раствора и трехслойные — при его проникновении. В результате интерпретации БКЗ возможно изучение флюидонасыщения (низкие показания длинного зонда — водонасыщенные породы, а высокие — нефте- и газонасыщенные).

2.1.5 Резистивиметрия

Резистивиметрию (резистивиметрический каротаж) проводят с целью определения удельного сопротивления бурового раствора ρ_c . Обычно выполняют градиент-зондом или симметричным зондом столь малой длины, что влиянием стенок скважины можно пренебречь, микрзонды помещают в изолирующий корпус, чтобы избежать влияния стенок скважин, такие микрзонды называют «резистивиметрами». Предварительно опытным путем определяют коэффициент зонда.

Определение значений ρ_c необходимо при интерпретации данных электрического каротажа и других видов ГИС. При контроле технического состояния скважины резистивиметрия позволяет выделить интервалы притока пластового флюида или поглощения бурового раствора путем понижения или повышения давления на пласт.

2.1.6 Каротаж самопроизвольной поляризации (ПС)

Метод самопроизвольной поляризации, также известный как метод потенциалов самопроизвольной поляризации, является скважинным аналогом метода естественного поля в электроразведке. Основной причиной возникновения в скважине естественного электрического поля являются диффузионно-адсорбционные процессы, возникающие на границах песчаных и глинистых пластов, насыщенных водами различной минерализации, и на контакте глинистого раствора и породы, поры которой заполнены водой иной минерализации. Буровой раствор, как правило, имеет меньшую минерализацию, чем вода в породе - диффузия ионов будет происходить из пород в ствол скважины. Ионы Na^+ и Cl^- мигрируют из зоны с повышенной минерализацией в пониженную. Мобильность ионов Cl^- больше чем Na^+ , поэтому вскоре на границе с проницаемым продуктивным пластом со стороны бурового раствора появляется отрицательно заряженная область, а со стороны более минерализованной воды коллектора положительно заряженная зона. Вблизи от поверхности, где вода в породах пресная, ситуация может быть обратной. Наибольшие изменения естественных потенциалов в скважине наблюдаются на границах пластов.

ПС измеряют с помощью двух неполяризуемых электродов: один из них устанавливают на дневной поверхности около устья скважины, второй перемещают вдоль ствола скважины и измеряют напряжение между двумя электродами [18].

Аномалия ПС отсчитывается от условной линии непроницаемых пород – «линии глин». Песчаные коллекторы выделяются на графиках ПС, как отклонение от данной линии. Отрицательной или «прямой» аномалией считается аномалия, если минерализация пластовой воды выше минерализации бурового раствора (рис.2.6). Положительной или «обратной» будет аномалия при меньшей минерализации пластовой воды относительно минерализации бурового раствора.

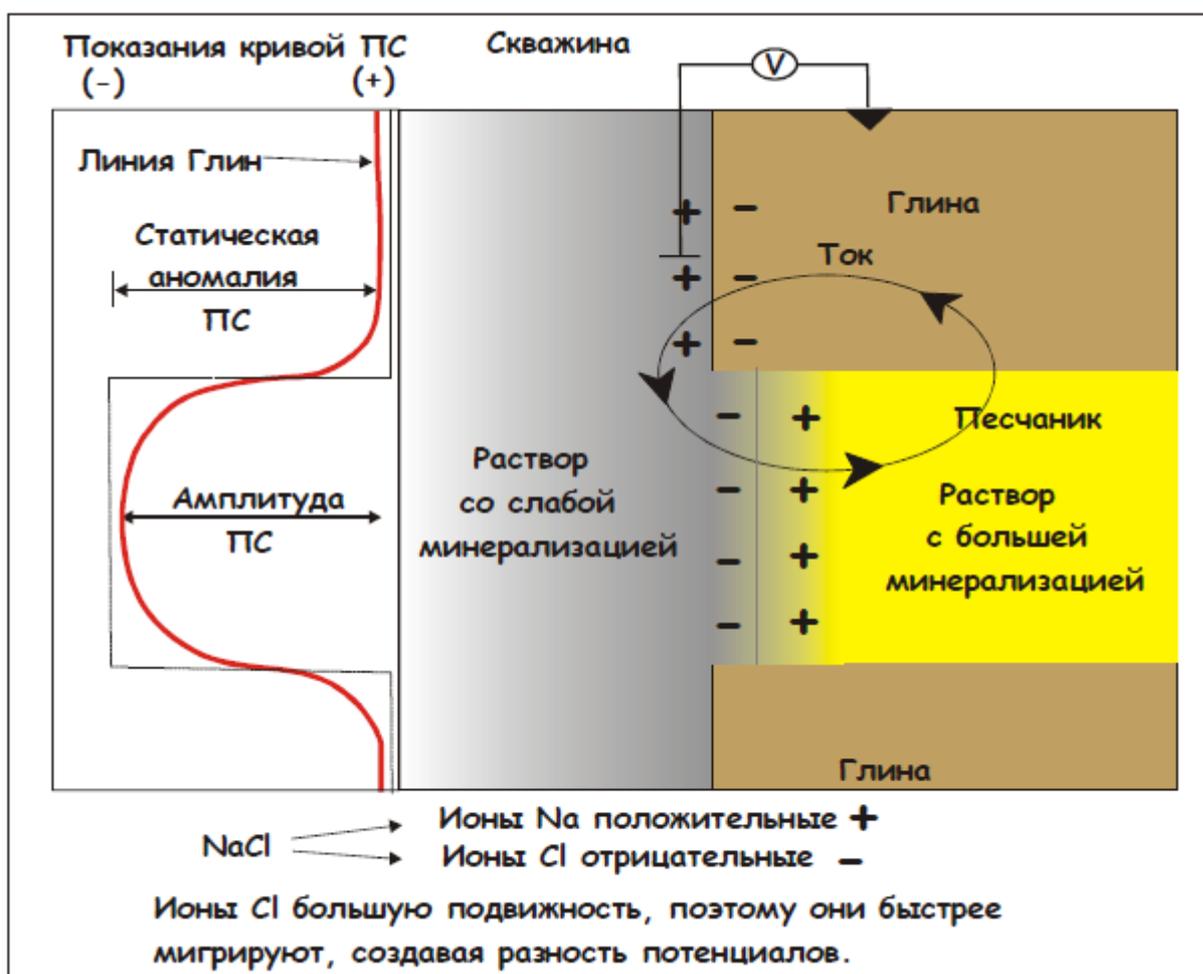


Рис.2.6: Схематическое объяснение природы потенциала собственной поляризации.

[<https://www.geolib.net/gis/ps-karotazh.html>]

Статическая аномалия ПС рассчитывается путем сложения свободного диффузионного потенциала (E_c) который образуется при непосредственном контакте водных растворов солей и мембранного диффузионного потенциала (E_m) при ситуации, если два раствора соли различной концентрации разделены перегородкой (мембраной) из горной породы.

$$E_c = k_c \lg \frac{\rho_2}{\rho_1}, \quad (2.3)$$

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

$$E_m = k_m \lg \frac{\rho_2}{\rho_1}, \quad (2.4)$$

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).

Если за удельное сопротивление более концентрированного раствора взять удельное сопротивление пластовой воды, а за сопротивление менее концентрированного раствора взять удельное сопротивление фильтрата бурового раствора, т.е. $\rho_1=\rho_v$ и $\rho_2=\rho_\phi$ и сложить модули коэффициентов k_c и k_m , называя коэффициентом аномалии ПС ($k_{пс}$), то получится уравнение для статической аномалии ПС ($E_{S,max}$) [22]:

$$E_{S,max} = -69.6 \lg \frac{\rho_\phi}{\rho_v} \quad (2.5)$$

2.2 Индукционный каротаж (ИК)

В сухих скважинах и скважинах, обсаженных пластиковыми трубами (или асбоцементными) или заполненных непроводящим раствором, электропроводность пород изучают с помощью индукционного каротажа (ИК). ИК измеряет удельную электропроводность $\sigma=1/\rho$, которая выражается См/м или мСм/м (сименс на метр или миллисименс на метр) [22].

Зонд ИК (рис.2.7) состоит из источника и приемника переменного электромагнитного поля (~ 50 кГц). Переменное магнитное поле вокруг катушки-источника приводит к возникновению вихревого электрического поля вокруг скважины, которое, в свою очередь, индуцирует вторичное магнитное поле в породах. Вторичное магнитное поле приводит к возникновению переменного электрического тока в катушке-приемнике.

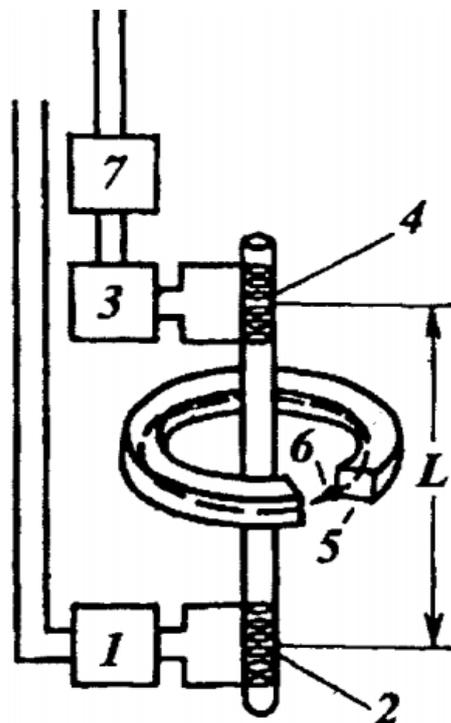


Рис.2.7: Схема зонда ИК: 1 – генератор; 2 – генераторная катушка; 3 – усилитель; 4 – измерительная катушка; 5 – кольцевая зона пласта; 6 – токовая линия; 7 – преобразователь.

[9]

ЭДС первичного поля компенсируется, а ЭДС вторичного $E_{инд}$ передается на земную поверхность для регистрации. $E_{инд}$ связана с кажущейся электропроводностью σ_k [1]:

$$\sigma_k = \frac{E_{инд}}{k}, \quad (2.6)$$

где k – коэффициент зонда ИК.

ИК обладает большим «радиусом исследования», чем каротаж сопротивлений, и поэтому позволяет более представительно охарактеризовать горные породы вокруг ствола скважины. Вмещающие породы в ИК влияют на результаты измерений значительно меньше, чем в методе КС, а для пластов мощностью более 2-4 м (в зависимости от марки зонда) этим влиянием можно пренебречь.

Применяется для тех же задач, что и КС, но более эффективен при изучении низкоомных разрезов в выделении тонких прослоев глин среди мощных пластов высокого сопротивления.

2.3 Акустический каротаж (АК)

Акустический каротаж – скважинный аналог сейсмического метода головных волн. Метод акустического каротажа (АК) основан на изучении характеристик упругих волн в скважинах. В акустических методах используют упругие волны различных частот: < 16 Гц – инфразвуковые, 16 Гц – 20 кГц – звуковые, > 20 кГц – ультразвуковые. Сейсморазведка, как и

АК, изучает акустические свойства среды, используя распространение упругих деформаций в разрезе. Если на тело начать действовать некоторой силой, оно начнет изменять форму и объем, т.е. деформироваться. Упругие деформации – это те деформации, после которых тело возвращает исходную форму после окончания действия силы. Сейсморазведка ограничивается только изучением упругих деформаций в среде. Взрыв или удар возбуждаются импульсным источником, что приводит к колебанию частиц в слое горных пород, которые образуют сейсмическую волну. Используются объемные (те, которые распространяются по всему объему горной породы и во всех направлениях от источника) волны – поперечные и продольные. В продольных волнах колебания частиц происходит в направлении движения волны, и они способны распространяться во всех средах. В поперечных – колебания в перпендикулярном направлении и распространение только в твердых телах. Продольные волны распространяются быстрее, чем поперечные, отсюда и символичность индексов скоростей продольных (V_p , где p – prima (от лат.) и поперечных волн (V_s , s – secunda (от лат.))

Для рассмотрения основ АК разумно ограничиться только кинематической природой распространения волн, так как интерес имеют только направление волны и её скорость.

В идеальном случае (рис.2.8) падающая волна, контактируя с границей между двумя «разноскоростными» слоями, может отразиться от неё и образовать отраженные волны, а может пройти через границу с порождением проходящих волн.

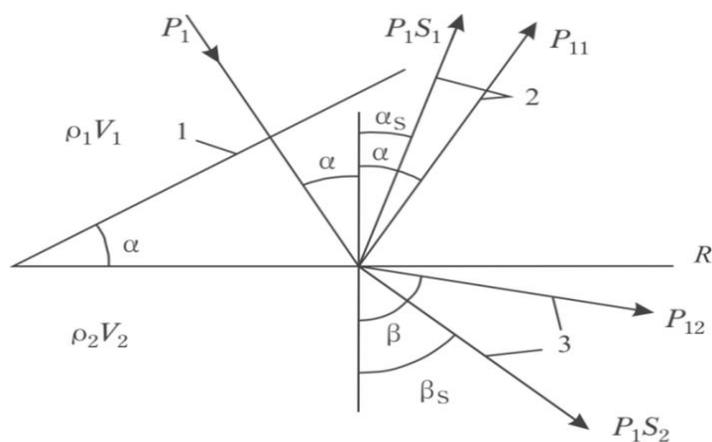


Рис.2.8: Схема образования волн: 1 – фронт падающей волны, 2 – отраженные волны, 3 – проходящие волны, P_1S_1 , P_1S_2 – обменные волны, P_{11} , P_{12} – монотипные волны, α – угол падения/отражения, α_s – угол отражения для обменной волны, β – угол преломления, β_s – угол преломления для обменной волны [1]

При варианте, когда угол падения вызывает угол преломления в 90 градусов, волна будет скользить вдоль границы. Несмотря на то, что сеймика ограничивается лишь кинематикой волн, законами волновой теории пренебрегать невозможно. Принцип Гюйгенса гласит, что каждая колеблющаяся частица на волновом фронте является источником элементарных волн, поэтому каждая точка волнового фронта действует источником,

порождающим вторичные волны. Волна, скользящая по границе, генерирует вторичные волны (рис.2.9), которые регистрируются на земной поверхности. Такой угол падения называют критическим, а вторичные волны – головные.

Так как вышележащий слой имеет меньшую скорость распространения сейсмических волн, а скользящая волна приобретает именно скорость подстилающего слоя, то её фронт постепенно обгоняет фронт падающей волны [1].

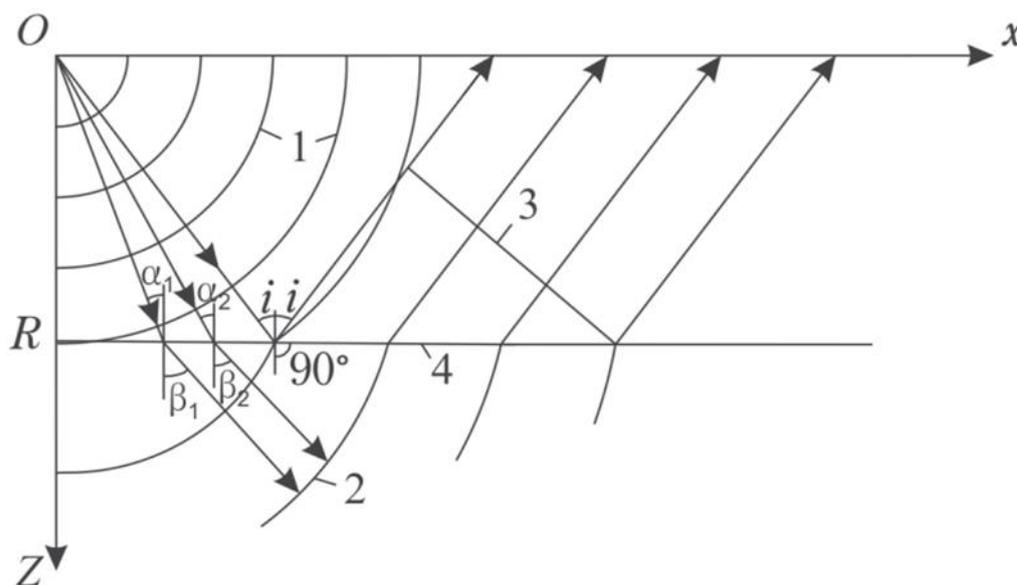


Рис.2.9: Схема образования преломленных волн: 1 – фронт падающей волны, 2 – фронт проходящей волны, 3 – фронт преломленной волны, 4 –скользящая волна, $\alpha_{1,2}$ – углы падения, $\beta_{1,2}$ – углы преломления, i – критический угол [1]

Данную ситуацию можно пронаблюдать в скважинном варианте (рис.2.10). Скважинный зонд состоит из одного источников и несколько сейсмоприемников. Волна от источника распространяется в буровом растворе с малой скоростью и преломляется на границе с породами, имеющими бóльшую скорость. Приемники расположены на таком расстоянии от источника, чтобы первые вступления отвечали головным волнам [9].

Скорости распространения упругих волн в толще зависят от седиментологических особенностей формирования слагающих пород, их ката-мета-генетических преобразований, то есть от состава, структурных и текстурных особенностей.

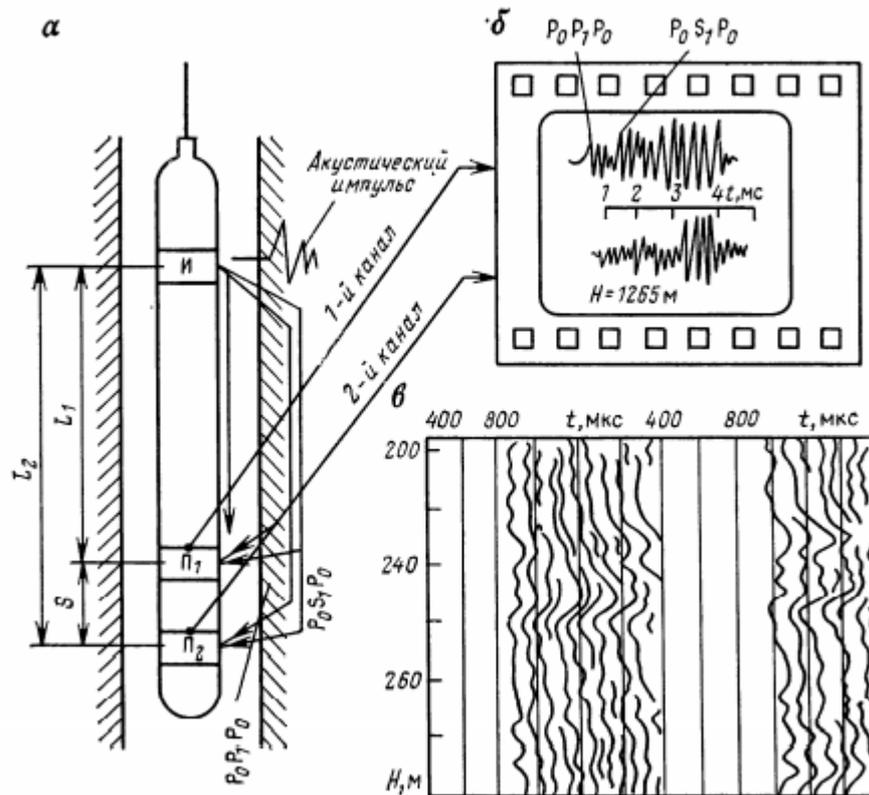


Рис.2.10: Схема расположения источников и приемников в методе АК (а) и разновидности записей сигналов в виде волновых картин (б): $P_0 P_1 P_0$ – продольная головная волна, $P_0 S_1 P_0$ – поперечная обменная волна, в виде фазокорреляционных диаграмм (в) [9]

Существует несколько разновидностей акустического каротажа

АК по скорости [9, 28]

Данный метод основан на регистрации времени вступления головных волн на приемниках (t_1 и t_2) и вычислении интервального времени. Обе волны по пути от источника до приёмника проходят одинаковую часть пути по буровому раствору и глинистой корке. Эти части одинаковы для каждого приёмника, что позволяет исключить влияние скважины. Разность путей, проходимых волной от источника до приёмников – длина отрезка П1П2, то есть S (см. рис.2.3.3). Можно вычислить пластовую скорость:

$$v_{\text{п}} = \frac{S}{(t_2 - t_1)} \quad (2.7)$$

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

$$\Delta t = \frac{1}{v_{\text{п}}} = \frac{(t_2 - t_1)}{S} \quad (2.8)$$

Установлено, что формулу 2.8 можно переписать с учетом зависимости между интервальным временем и пористостью. Зная интервальное время, время распространения

волны в минеральном скелете породы и в поровой жидкости, можно рассчитать коэффициент пористости (см. гл. 4).

АК по затуханию [9, 28]

При прохождении волны через среду часть энергии волны поглощается, что приводит к уменьшению принимаемых сигналов, а точнее амплитуды принимаемых сигналов. Финальная амплитуда, которую принял приемник зависит от исходной амплитуда A_0 – амплитуды вблизи источника и пройденным расстоянием:

$$A = A_0 \exp(-\alpha_{AK} S) \quad (2.9)$$

Коэффициент поглощения характеризует интенсивность поглощения энергии волн в среде [5] и определяется по формуле:

$$\alpha_{AK} = \frac{\ln(\frac{A_1}{A_2})}{S}, \quad (2.10)$$

где A_1, A_2 – амплитуды волн, регистрируемых приемниками Π_1 и Π_2 , расположенными на расстояние S друг от друга

Основным недостатком данного метода, в отличие от АК по скорости, является наличие акустического сопротивления на границах скважина – окружающая среда и буровой раствор – порода, которое оказывает сильное влияние на изменчивость сигналов.

Волновой акустический каротаж и фазокорреляционные диаграммы (ФКД) [9]

ФКД и волновые картины (ВК) каротажа используют в АК для более точной интерпретации и детальных, уточняющих исследований продуктивных интервалов. ФКД является источником информации о кинематических параметрах волн всех типов, а ВК является аналогом сейсмического разреза при сейсморазведке.

2.4 Ядерно-геофизические методы каротажа

2.4.1 Гамма-каротаж (ГК)

ГК основан на измерении естественной радиоактивности горных пород, которая обеспечивается наличием радиоактивных элементов: урана ^{238}U и продукта его распада радия ^{226}Ra , тория ^{232}Th и радиоактивного изотопа калия ^{40}K . Соответственно, наибольшей радиоактивностью обладают горные породы, содержащие в составе минералы, богатые радиоактивными элементами: глины, фосфориты, глинистые сланцы, калийные соли.

γ -излучение является коротковолновым ЭМ-излучением, природа которого двойственна - излучение проявляет свойства как волны, так и потока частиц – γ -квантов. γ -излучение имеет большую длину пробега, в горных породах – 30-50 см, пробег уменьшается с ростом плотности пород и затухает при наличии слоя перекрывающих пород мощностью около 1 м. При радиоактивном распаде происходит деление ядер, испускание или захват заряженных частиц и возникает коротковолновое электромагнитное излучение (γ -излучение), образуется два вида заряженных частиц: α -частицы (дважды ионизированные атомы гелия, ${}^4_2\text{He}$), заряд «+2» или β -частицы (электроны), заряд «-1».

Основные источники естественной радиоактивности связаны с распадом изотопов, образующих последовательные цепочки превращений, которые называются радиоактивными рядами.

К числу естественных радиоактивных элементов, генетически связанных друг с другом (образующих ряды) относятся различные изотопы с порядковыми номерами от 83 (Bi) до 92 (U).

Среднее содержание U в земной коре составляет 2.5 ppm (2.5 г/т). Природный U состоит из: ${}^{234}\text{U}$ (0,0057%), ${}^{235}\text{U}$ (0,7204%) и ${}^{238}\text{U}$ (99,2739%). Валентность урана меняется в зависимости от окислительно-восстановительных свойств среды: +4 – в восстановительной среде (накапливается - расплавленная магма; неглубокозалегающие породы, включающие сульфидные минералы, графит и содержащие УВ) и +6 – в окислительной среде (подвижен и легко переносится подземными водами). Известно около 100 минералов U (уранинит, коффинит, давидит и др.)

Среднее содержание Th в земной коре составляет 8 ppm (8 г/т). Природный Th состоит почти целиком из изотопа Th-232. Валентность +4, так как не подвержен влиянию окислительно-восстановительной обстановки. Th плохо растворим и мигрирует только вместе с нерастворимыми частицами. Основные минералы – торианит, торит и монацит.

В первичных расплавах при восстановительной обстановке содержания U и Th пропорциональны значениям их средних концентраций в земной коре, поэтому отношения тория к урану в молодых магматических породах будет близко к 4.

Среднее содержание K в земной коре составляет 2.6%. Элемент имеет два стабильных изотопа ${}^{39}\text{K}$ и ${}^{41}\text{K}$ и один радиоактивный ${}^{40}\text{K}$ (только 0,01%), входит в состав породообразующих минералов (полевошпат, слюда), а также концентрируется в хемогенных осадочных породах в виде сильвина и карноллита.

γ -излучение, измеряемое при гамма-каротаже, включает также фоновое излучение (фон), включающий материалы, из которых изготовлен скважинный прибор и космическое излучение, которое на глубине нескольких десятков метров на результатах измерений уже не сказывается.

При прохождении γ -лучей через слой вещества интенсивность излучения J_{0y} снижается до величины J_y , которая может быть рассчитана по формуле:

$$J_y = J_{0y}^{-\mu\delta h}, \quad (2.11)$$

где $I_{0\gamma}$ — первоначальная интенсивность γ -излучения; h — толщина слоя; δ — плотность вещества; μ — массовый коэффициент поглощения γ -излучения.

Основным измеряемым параметром при ГК является МЭД γ -излучения, определяемая как приращение экспозиционной дозы в единицу времени, в СИ измеряемая в А/кг. На практике используется меньшая единица пкА/кг (1 пкА/кг = 13,97 мкР/ч) или мкР/час. Глины имеют наибольшую МЭД, песчаники – меньшую, а известняки и доломиты – наименьшую. При незначительной глинистости полимиктовые песчаники повышают свою гамма-активность за счёт калийсодержащих минералов: полевого шпата, глауконита, микроклина.

Расчетные кривые ГК представлены на рис.2.11. Для определения мощности пласта по измеренным кривым J применяется способ половины амплитуды аномалии $h_{1/2}$ – ширины аномалии на уровне 1/2 максимальной амплитуды. Для маломощных пластов ($h < d_c$) используют $h_{4/5}$ – ширину аномалии на уровне 4/5 максимальной амплитуды.

Для перехода к истинной интенсивности гамма излучения $J_{ист}$ используют метод площади. Измеряется площадь под кривой аномалии (S), и затем находится отношение S к мощности пласта h . Для перехода к стандартным единицам измерения (мкР/ч) учитывают масштаб регистрации n , (мкР/ч)/см). Вариантом перехода к $J_{ист}$ в пластах ограниченной мощности является использование вертикальной характеристики g :

$$J_{ист} = \frac{J_{max}}{g} \quad (2.11)$$

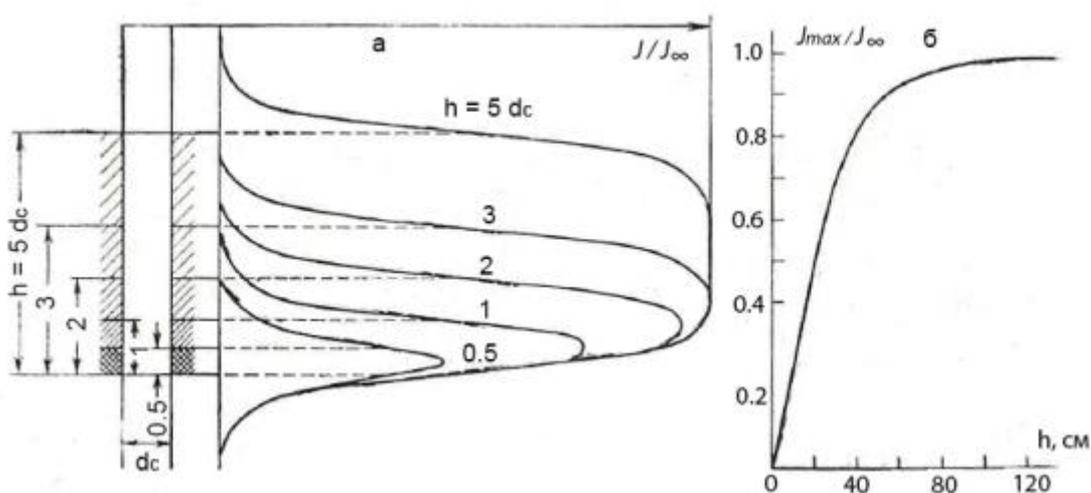


Рис.:2.11: Кривые ГК для пластов различной мощности (а) и вертикальная характеристика зонда $g = J_{max}/J_\infty$ (б): J_{max} – максимальная интенсивность гамма-излучения, J_∞ –

интенсивность гамма-излучения в пласте большой мощности, J - интенсивность гамма-излучения в изучаемом пласте [18]

Для калибровки каналов ГК используются радиевые источники (эталонные), являющиеся носителями единицы дозы γ -излучения, создаваемой на заданном интервале. Все приборы в данном районе калибруются относительно одного эталонного источника - для сопоставления кривых.

Интенсивность радиоактивного излучения пород в скважине измеряют с помощью сцинтилляционного детектора (рис.2.12). Сцинтилляционный детектор состоит из сцинтиллятора или люминофора, способного под действием ионизации вызывать вспышки света, кванты света, попадая на фотоэлектронный умножитель (ФЭУ), выбивают из него электроны, за счет вторичной эмиссии и наличия ряда электродов, находящихся под все большим напряжением, в ФЭУ возникает лавинообразно увеличивающийся поток электронов, а в цепи возникает электрический ток.

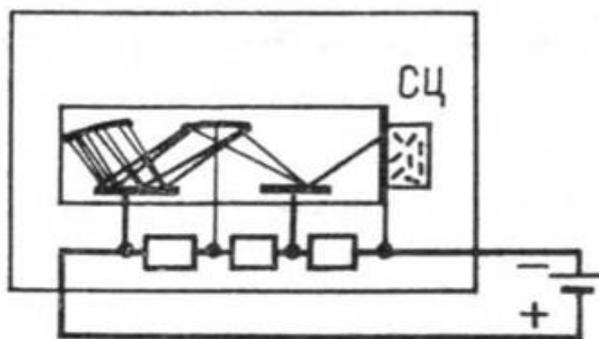


Рис.2.12: Сцинтилляционный детектор [27]

На форму кривой ГК во многом влияет скорость каротажа (рис.2.13), это учитывают при обработке с учетом поправочного коэффициента $\nu = J/J_{\infty}$ и скорости подъема прибора и постоянной по времени интегратора τ по соответствующей номограмме (рис.2.14)

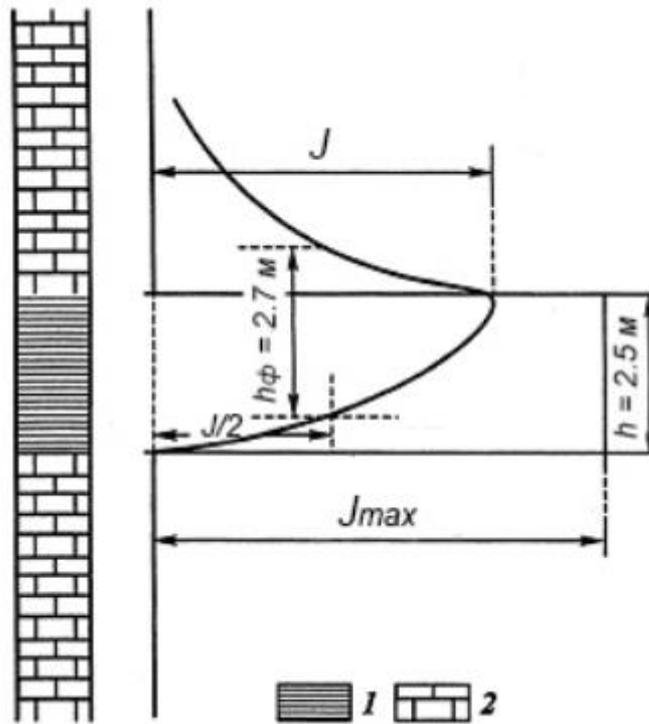


Рис.2.13: Форма аномалии ГК при $V \cdot \tau = 4800$ (м/ч)·с: 1 – глина, 2- известняк [16]

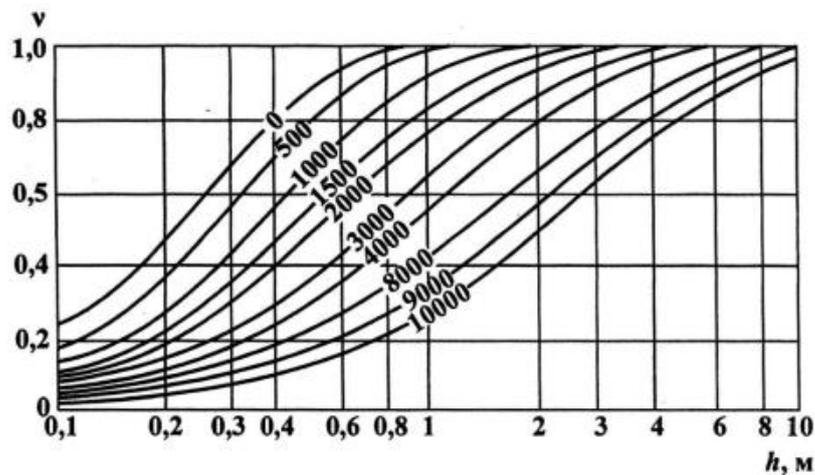


Рис.2.14: Кривые зависимостей $v = f(h)$. Шифр кривых – $V \cdot \tau$ (м/ч)·с [16]

Основными задачами ГК являются: литологическое расчленение разреза; корреляция разрезов; выделение полезных ископаемых (андигриды, апатиты, бокситы, марганцевые, железные и свинцовые руды, фосфориты и др.); оценка глинистости.

При спектральном гамма-каротаже (СГК) определяют суммарную естественную радиоактивность породы (ГК) и раздельное содержание в ней U, K и Th. На результаты СГК, как и обычного ГК, влияют диаметр скважины, параметры бурового раствора, характеристика обсадных труб и цементного кольца.

Для чистых карбонатных пород характерно низкое содержание U, K и Th и низкая γ -активность. Обогащение карбонатных пород глинистым материалом отмечается СГК максимумом на кривой ГК и увеличением содержания U, K и Th. В областях естественной трещиноватости пород наблюдается повышение γ -активности по ГК при низком содержании K и Th, но высоком – U.

Обломочные породы во многом наследуют химический состав и радиоактивность материнских пород, изменение химического состава происходит в ходе их геологической эволюции. Терригенные породы часто имеют значение Th/U близкое к этому значению у материнских пород (3÷5) (рис.2.15). Изменение содержания U происходит при смене окислительно-восстановительных условий, в окислительной среде U мигрирует по проницаемым песчаникам и осаждается на восстановительных геохимических барьерах, образованных графитом, органическим углеродом и скоплениями сульфидных минералов - так образуются многие крупные месторождения U.

Глины и глинистые сланцы имеют повышенные концентрации U, так как отложение происходит в восстановительных условиях. Карбонатные породы и фосфориты имеют пониженные значения Th/U (до 1.3). Фосфориты отмечаются повышенной радиоактивностью, для бокситов характерны повышенные содержания Th. Соленосные породы характеризуются наименьшими содержаниями U и Th.

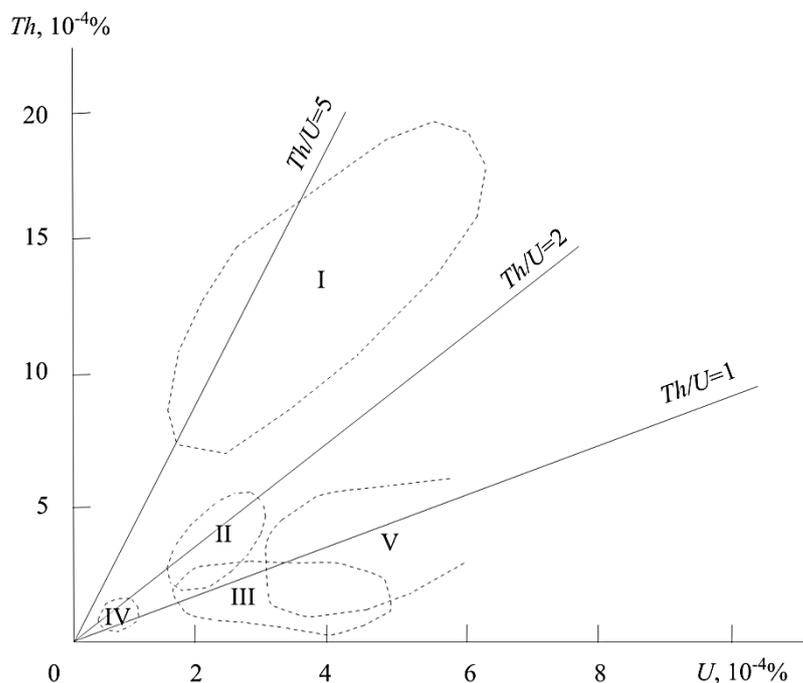


Рис.2.15: Содержание урана и тория в осадочных породах: I – терригенные, II – кремнистые, III – карбонатные, IV – соленосные, V – горючие [1]

Метаморфические породы также наследуют химический состав и радиоактивность материнских пород и изменение содержания в них радиоактивных элементов происходит с

ростом степени метаморфизма и в зависимости от типа метаморфизма. Окислительные условия, характерные для процесса гидротермального изменения пород, приводят к растворению и выносу U и, следовательно, повышению Th/U, метасоматические изменения, наоборот, приводят к концентрации U. Малые концентрации U и Th встречаются в кварците, мраморе, кремнистых сланцах. Восстановительная обстановка, вызванная присутствием углерода в углистых и графитизированных сланцах, филлитах ведет к концентрации U. При региональном метаморфизме происходит уменьшение содержания U и Th с ростом степени метаморфизма.

Содержание радиоактивных элементов уменьшается с ростом основности интрузивных горных пород. При этом их более высокие концентрации характерны для щелочных пород, чем для пород нормального ряда. Поэлементное содержание в интрузивных породах представлено в таблице 2.

Таблица 2: Средние содержания радиоактивных элементов в интрузивных породах [4]

| Порода | U, ppm | Th, ppm | K, % | Th/U |
|-------------------------|--------|---------|------|------|
| Щелочные граниты (K>Na) | 6.0 | 25.0 | 4.0 | 4.5 |
| Граниты (K=Na) | 4.5 | 18.0 | 3.4 | 4.0 |
| Плагиограниты (K<Na) | 2.7 | 9.6 | 2.5 | 4.0 |
| Гранодиориты | 2.1 | 8.3 | 2.3 | 4.0 |
| Диориты | 1.8 | 6.0 | 1.8 | 3.3 |
| Габбро, диабазы | 0.6 | 1.8 | 0.7 | 3.0 |
| Перидотиты, пироксениты | 0.03 | 0.1 | 0.2 | 3.0 |

2.4.2 Плотностной гамма-гамма каротаж (ГГК-П)

Гамма-гамма-каротаж (ГГК) основан на измерении характеристик рассеянного γ -излучения, возникающего при облучении горных пород внешним источником γ -излучения. ГГК позволяет определять плотность пород так как она пропорциональна вероятности комптоновского взаимодействия испускаемых источником γ -квантов, т.е. ослаблению первичного γ -излучения.

Для изучения метода ГГК необходимо рассмотреть физические основы данной области методов, а точнее взаимодействие радиоактивных излучений со средой: α -частицы и β -частицы вызывают в основном ионизацию окружающей среды, т.е. образование положительных ионов и свободных электронов вследствие вырывания электронов из внешних оболочек атомов, тогда как γ -кванты, при прохождении через вещество взаимодействуют с электронами атомов, что сопровождается в основном тремя физическими явлениями (рис.2.16)

1. Фотоэффект - вся энергия γ -кванта передается одному из e^- в форме кинетической энергии, с которой вылетает из атома. Этот процесс наиболее проявлен для квантов малой энергии ($<0,5\text{МэВ}$) в средах с высоким атомным номером (Z).
2. Комptonовское рассеивание - γ -квант, сталкиваясь с e^- , отдает ему часть своей энергии, и, отразившись под соответствующим углом к своей первоначальной траектории, улетает дальше со скоростью, соответствующей уменьшенной энергии.
3. Образование электрон-позитронных пар - при взаимодействии γ -квантов высоких энергий с полем ядра атома или e^- . При этом γ -квант отдает энергию и поглощается. Доминировать над другими видами взаимодействия это явление начинает лишь при энергиях $>6\text{МэВ}$ и в материалах с высоким атомным номером Z .



Рис.2.16: Соотношение между тремя процессами взаимодействия γ -квантов со средой в зависимости от энергии фотона и атомного номера поглощающей среды

[<https://www.pinterest.ru/pin/470133648571840651/>].

Важной характеристикой зондов ГГК является зависимость интенсивности рассеянного γ -излучения $\Psi(\xi)$ от параметра ξ , который зависит от длины зонда L и плотности δ . Решение задачи для 2π зонда приводит к зависимости, приведенной на рис.2.17. Если рассматривать зависимость функции $\Psi(\xi)$ от изменения длины зонда L , то с увеличением L эта

функция сначала возрастает, а затем монотонно уменьшается. Рост функции $\Psi(\xi)$ - доинверсионная область (1), постоянные значения $\Psi(\xi)$ - область инверсии (2) и спад $\Psi(\xi)$ - заинверсионная область (3).

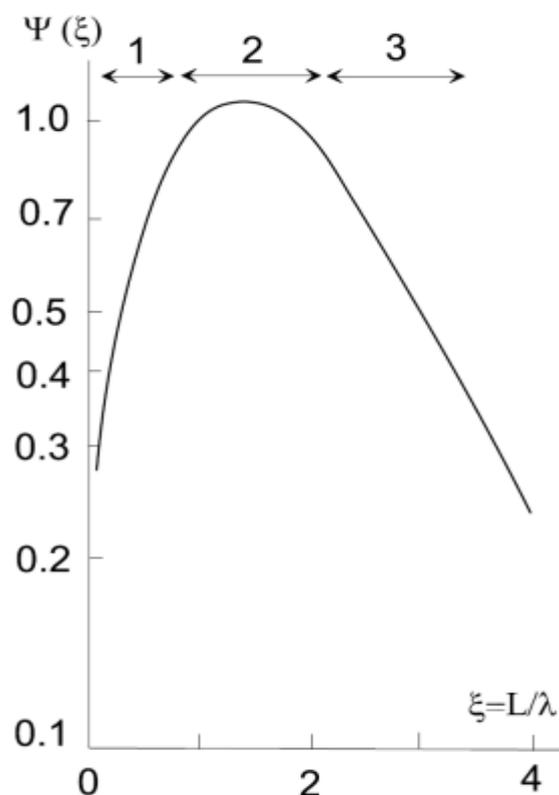


Рис.2.17: Функция рассеяния γ -излучения для 2π -зонда. Области: 1–доинверсионная, 2 – инверсионная, 3 – заинверсионная [18]

В методе плотностного гамма-гамма каротажа (ГГК-П) исследуется эффект ослабления γ -излучения в горной породе, возникающий благодаря комптоновскому рассеянию, которое определяется плотностью пород. В качестве источника γ -излучения используют изотопы Cs-137, Co-60 и Ra-226. Регистрацию осуществляют сцинтилляционным радиометром, экранированным от источника. Мощность экспозиционной дозы пересчитывают в плотность используя калибровочную зависимость [24].

Поглощение и рассеяние γ -квантов происходит не только в породе, но и в буровом растворе и глинистой корке, для уменьшения влияния перечисленных эффектов зонды прижимают к стенке скважины с помощью сильной пружины, что позволяет снизить влияние рассеяния и поглощения γ -излучения в буровом растворе. Наиболее распространены 2π -зонды. В этом случае источник и детектор расположены около стенки скважины. 4π -зонды при помощи центраторов располагаются на оси скважины и характеризуются круговой

геометрией (рис.2.18). Для таких зондов длина зонда L много больше длины свободного пробега γ -квантов λ . Измеряется многократно рассеянное излучение [22].

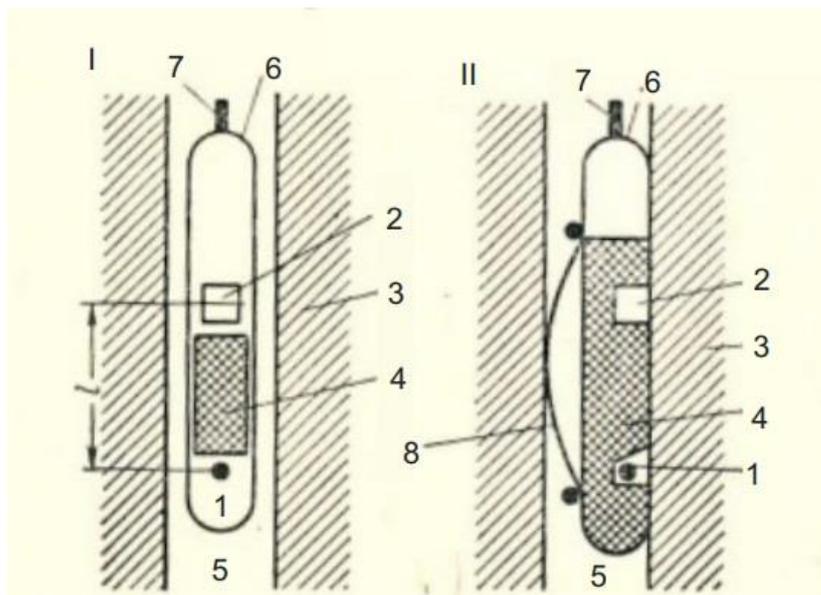


Рис.2.18: Схемы основных установок ГГК-П: I – установка ГГК-П для измерения рассеянного γ -излучения в геометрии 4π , II – установка ГГК-П для измерения рассеянного γ -излучения в геометрии 2π ; 1 – источник, 2 – детектор, 3 – исследуемая среда, 4 – экран, 5 – скважина, 6 – корпус прибора, 7 – кабель, 8 – прижимное устройство [23]

Если ГГК-П основан на изучении комптоновского рассеяния γ -квантов в горных породах (источники с энергией $E_\gamma > 0,5$ МэВ), и его применяют для дифференциации разрезов скважин по плотности и для определения пористости пород-коллекторов, то селективный гамма-гамма каротаж ГГК-С основан на изучении фотопоглощения γ -квантов в горных породах (источники с энергией $E_\gamma < 0,5$ МэВ), а область применения, в основном, на угольных и рудных месторождениях. В качестве источников в методе ГГК-С используют Se-75, Te-123 и Am-241 с малой энергией γ -квантов (20-200 кэВ). В методе ГГК-С выгодно использовать инверсионные зонды со значениями ξ , соответствующими области экстремума графика $\Psi(\xi)$. Применяют прижимные 2π -зонды длиной 10-20 см с глубиной первые см [22]. Чтобы уменьшить поглощение мягкого γ -излучения корпус скважинного прибора изготавливают из алюминия, или в стальном корпусе делают окна, в которые вставляют пластины из бериллия или плексигласа.

Таким образом, реализация модификаций ГГК-П или ГГК-С основана на выборе источника γ -излучения (большой или малой энергии), длины зонда (заинверсионного или инверсионного) и материала корпуса скважинного прибора (поглощающего или пропускающего мягкое γ -излучение).

2.4.3 Нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (ННК-Т)

Метод ННК-Т основан на облучении горных пород быстрыми нейтронами и регистрации интенсивности тепловых нейтронов. Исследования ведутся с помощью скважинного прибора, содержащего источник нейтронов и детектор нейтронов. Энергия нейтрона пропорциональна их скорости, поэтому различают нейтроны: быстрые с энергией 1—15 МэВ, промежуточные – 1 МэВ—10 эВ, медленные или надтепловые – 10—0,1 эВ, тепловые нейтроны – 0,025 эВ – 0,01 эВ.

Единственный фактор, влияющий на движение нейтронов – их столкновение с ядрами атомов, которое проявляется в виде рассеяния нейтронов и захвата их ядрами атомов. В результате рассеяния происходит уменьшение энергии нейтронов и изменение направления их движения. В результате рассеяния быстрых нейтронов происходит их замедление и превращение в надтепловые и тепловые, т.е., в конечном счете, энергия нейтронов становится равной кинетической энергии атомов и молекул, такие нейтроны участвуют в тепловом движении атомов и молекул, сталкиваются с ними, не теряя и не приобретая энергии - этот процесс получил название диффузии нейтронов.

В горной породе замедляющая способность нейтронов определяется содержанием водорода в единице ее объема (водородосодержанием). Наличие в породе даже малого количества воды или нефти, содержащих много водорода (~ 10 % по массе), приводит к тому, что замедление нейтронов происходит в основном на ядрах водорода. С удалением от источника плотность тепловых нейтронов n_T быстро убывает. При повышении пористости (в данном случае водородосодержания) плотность нейтронов уменьшается более резко.

Зависимость изменения плотности тепловых нейтронов n_T от расстояния r до источника для сред с различным водородсодержанием w (w равно коэффициенту пористости K_p) показана на рис.2.19. При малых r (≤ 15 см) в доинверсионной области с увеличением w плотность n_T увеличивается, на больших расстояниях r (≥ 30 см) в заинверсионной области – уменьшается. Для промежуточных расстояний ($15 < r < 30$ см) наблюдается зона инверсии. На практике чаще используют заинверсионные зонды с $L \geq 30$ см.

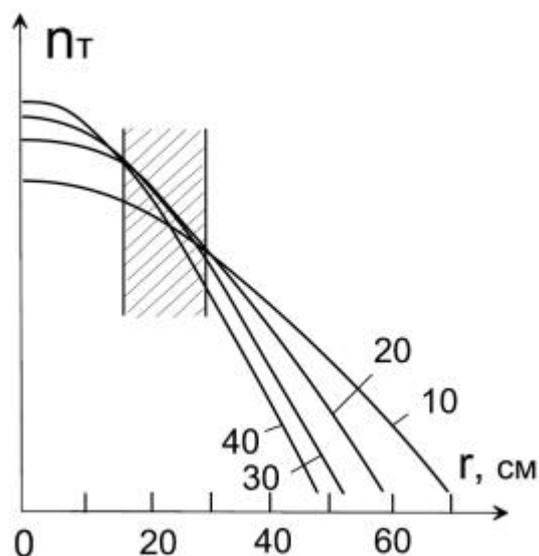


Рис.2.19: Зависимость плотности тепловых нейтронов n_T от расстояния r до источника. Шифр кривых – коэффициент пористости $K_p, \%$ (водородсодержание w). Заштрихована область инверсии [11]

При постоянной длине зонда плотность потока тепловых нейтронов зависит от замедляющих и поглощающих свойств среды, т.е. от водородсодержания и наличия элементов с высоким сечением захвата тепловых нейтронов, но с повышением содержания нейтронопоглощающих элементов (Cd, В, Hg, Mn, Cl, Li) плотность потока тепловых нейтронов падает при любой длине зонда. При исследовании нефтяных и газовых скважин используют зонды ННК-Т длиной 30-50 см.

Регистрация нейтронного излучения двумя зондами с разной длиной позволяет уменьшить влияние скважины на результат определения водородсодержания горных пород. Эффект основан на изменении радиальной глубины исследования от увеличения длины зонда. Малый зонд несет информацию в основном о нейтронных свойствах скважины и околоскважинного пространства, тогда как на интенсивность, зарегистрированную большим зондом характеризует нейтронные свойства пласта.

Метод ННК-Т чувствителен к содержанию в пластовых водах хлора, бора кадмия и др. Появляется возможность отбивки водо-нефтяного контакта за счет наличия в воде NaCl, и обогащения воды хлором [6].

2.4.4 Нейтронный гамма-картаж (НГК)

При проведении НГК измеряется величина интенсивности гамма-излучения, возникающего в результате радиационного захвата нейтронов ядрами породы. Величина этого

излучения зависит главным образом от числа нейтронов, поглощаемых в единице объема среды, окружающей детектор.

Основными элементами, замедляющие нейтроны являются водород, хлор, бор, литий, кадмий, кобальт и др., в особенности водород и хлор. Водород содержится в воде и нефти, в силу чего в пористых нефте- и водонасыщенных породах наблюдаются повышенные замедление и поглощение нейтронов.

При поглощении нейтронов хлором спектр гамма-излучения обогащается более высокоэнергетическими компонентами по сравнению с поглощением нейтронов водородом. Поэтому в высокоминерализованной пластовой воде присутствие хлора приводит к повышению интенсивности радиоактивного гамма-излучения. Это явление используется для разделения водо и нефтенасыщенных пластов по кривым НГК.

Пласты с высоким хлор- или водородосодержанием (песчаники, глины или рыхлые карбонатные породы) отмечаются низкими значениями НГК при исследовании зондами большого размера (длина зонда больше 40 см). Плотные малопористые породы (известняки, доломиты, ангидрит и др.) характеризуются высокими значениями НГК.

2.5 Кавернометрия (КВ)

Кавернометрия – запись изменения диаметра скважины. Каверномер – это механический прибор, состоящий из рычагов, подушек и пружин (рис.2.20). Угол поворота рычагов с помощью электромагнитного устройства преобразуется в электрический сигнал, который передается на поверхность. Чем больше диаметр скважины, тем на больший угол повернутся рычаги каверномера под действием пружин. Современные каверномеры имеют абсолютную погрешность порядка ± 0.5 см.



Рис.2.20: Механический каверномер [<https://rosprombur.ru/kavernomer.html>]

Измерение диаметра скважины необходимо для интерпретации данных других методов каротажа и решения технических и геологических задач, как установка обсадных труб, расчет объема цемента, для закрепления обсадных колонн, выбор скважинных приборов для каротажа.

Изменение диаметра скважины в разрезе связано с наличием литологических разностей. Буровой раствор, как правило, содержит глину. Глинистые пропластки при взаимодействии с буровым раствором имеют свойство набухать и опадать на забой, увеличивая диаметр скважины относительно номинального.

Раствор проникает в поры проницаемых пород, так как давление в столбе бурового раствора больше давления жидкости в порах. Глина из раствора оседает на стенках скважины и образует глинистую корку и зону проникновения фильтрата бурового раствора (рис.2.21). В зоне проникновения фильтрата бурового раствора жидкость, которая была в порах породы, замещается на фильтрат. Дальше от скважины породы не изменены в результате бурения.

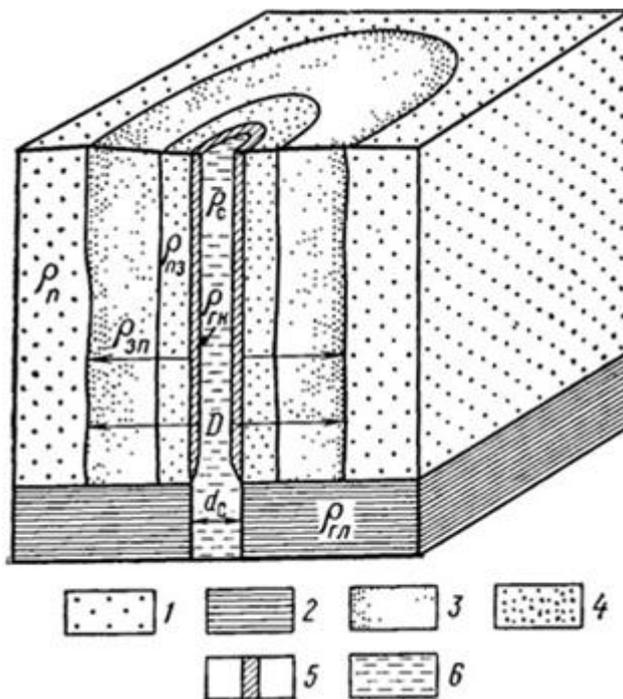


Рис.2.21: Схема радиального распределения сопротивления в проницаемом водоносном пласте с межзерновой пористостью: 1 – неизменная часть пласта; 2 – глинистый пласт; 3 – зона проникновения; 4 – промытая часть зоны проникновения; 5 – глинистая корка; 6 – буровой раствор: $\rho_{пз}$, ρ_c , $\rho_{гк}$, $\rho_{гп}$ – удельное сопротивления соответственно промытой зоны, бурового раствора, глинистой корки и глинистого пласта [9]

Неизменные горные породы и породы в зоне проникновения фильтрата бурового раствора отличаются по физическим свойствам, в первую очередь – по электрическим. Минерализация поровых растворов увеличивается с глубиной, при этом их удельное

сопротивление убывает. Буровой раствор не содержит большого количества соли, его сопротивление, как правило, больше, чем сопротивление порового раствора, следовательно, в зоне проникновения фильтрата сопротивление породы выше, чем в неизменной породе.

3. МЕТОДИКИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ КОЛЛЕКТОРОВ ПО ДАННЫМ КОМПЛЕКСА КАРОТАЖА

3.1 Методики выделения коллекторов

3.1.1 Качественные признаки

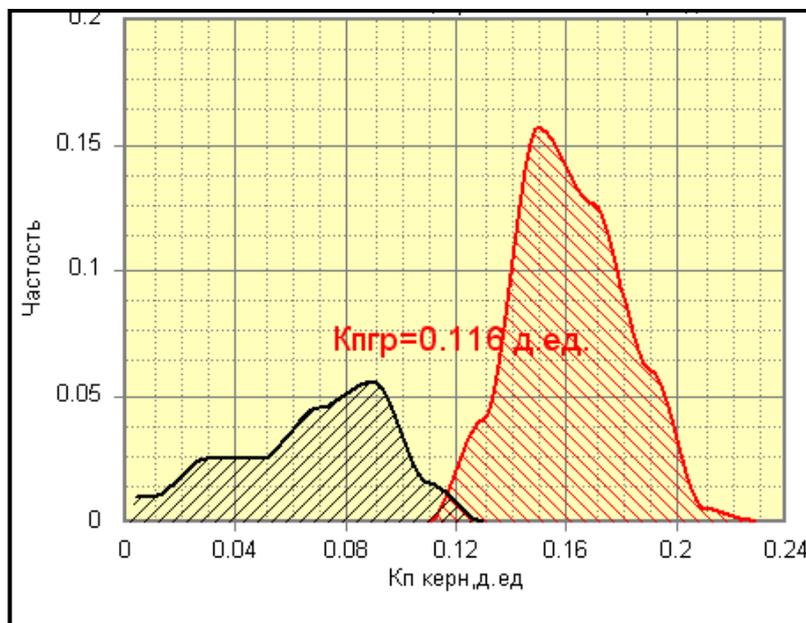
Опираясь на особенности изменения диаграмм вышеописанных методов, можно выделить интервалы неглинистых межзерновых терригенных коллекторов, для которых характерны стандартные признаки:

1. Высокоамплитудные отрицательные аномалии на диаграммах ПС (при значениях удельного сопротивления фильтрата бурового раствора выше, чем удельного сопротивления пластовой воды) и высокоамплитудные положительные аномалии при обратной ситуации;
2. Отрицательные аномалии на диаграммах ГК;
3. Занижение фактического диаметра скважины относительно номинального;
4. Положительные приращения между данными МПЗ и МГЗ;
5. Увеличение интервального времени на диаграммах АК
6. Нефтенасыщенные пласты отмечаются положительными аномалиями на кривых каротажа сопротивлений, так как нефть – диэлектрик.

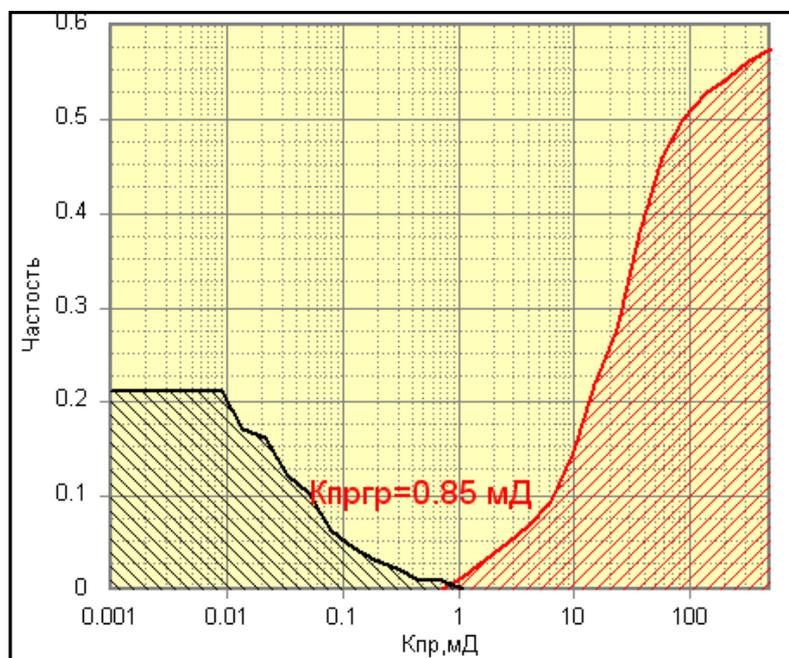
3.1.2 Количественные признаки

Геологическое строение нижнемеловых отложений Уренгойского месторождения, технология их вскрытия разведочными и эксплуатационными скважинами позволяет в большинстве своем выделять пласты-коллекторы по вышеописанным качественным признакам, указывающим на проникновение фильтрата бурового раствора в пласт, что фиксируется методами каротажа. Исключением являются заглинизированные и уплотненные пласты, а также случаи невыполнения полного комплекса ГИС, то есть отсутствия методов, фиксирующих проникновение фильтрата бурового раствора в пласт (МК, БКЗ, комплекс методов БК-БМК). В таких немногочисленных случаях выделение коллекторов может быть реализовано по количественным критериям - граничным значениям геофизических характеристик $\alpha_{пс}$ и коллекторских параметров-коэффициентов пористости ($K_{пгр}$) и проницаемости ($K_{пргр}$).

За граничные значения $\alpha_{пс}$ принята величина 0,25, пористости 0,116 д. ед., проницаемости 0,85 мД, обоснованные способом статистических распределений величин $K_{п}$ (рис.3.1 а) и $K_{пр}$ (рис.3.1 б) по пластам, разделенным на коллекторы и неколлекторы по наличию или отсутствию качественных признаков проникновения фильтрата бурового раствора в породу, фиксируемых методами ГИС.



а

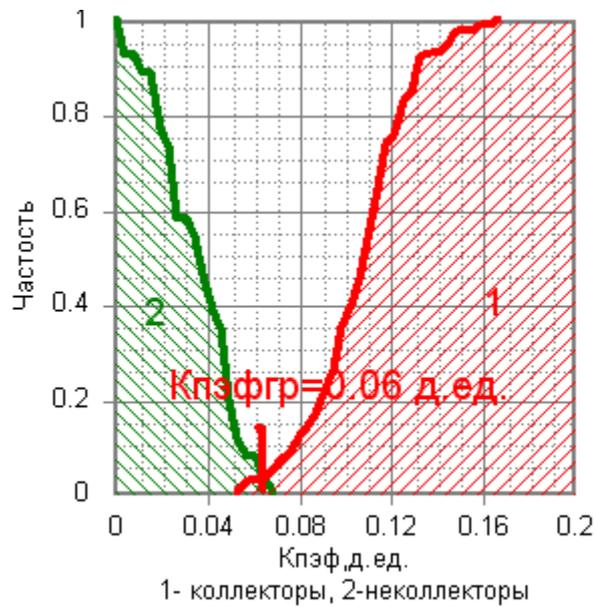


б

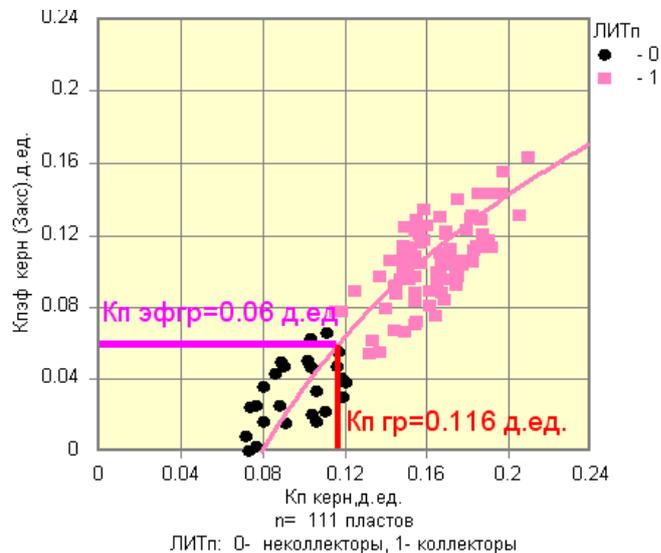
Рис.3.1: Установление граничных значений $K_{пкern}$ (а) и $K_{пркern}$ (б) по интервалам, разделённым на коллектор-неколлектор по качественным признакам ГИС

Полученные таким способом граничные значения $K_{п}$ и $K_{пр}$ подтверждаются данными сопоставлений величины эффективной пористости по керну (объем пустотного пространства, по которому возможно движение флюида) $K_{пэфкern}$, определённой через остаточную водонасыщенность $K_{во}$ с величинами $K_{пкern}$ и $K_{пркern}$ по скважине 207 с высоким выносом керна. Методом центрифугирования в пластах неколлекторах скв.207 изучено ограниченное количество образцов керна. Для определения граничного значения $K_{пэфкernгр}$ привлечены данные ГИС по пластам, к которым достоверно привязаны данные керна с измерениями $K_{во}$ по скв.207 Уренгойская.

В результате пересечения полигональных распределений значений $K_{пэф}$, привязанных к пластам коллекторам и неколлекторам по данным ГИС, получено граничное значение $K_{пэфгр}$ равное 0,06 д. ед. (рис.3.2 а) и соответствующее этому значению величины $K_{пргр}$, $K_{пгр}$ (рис.3.2 б, в).



а



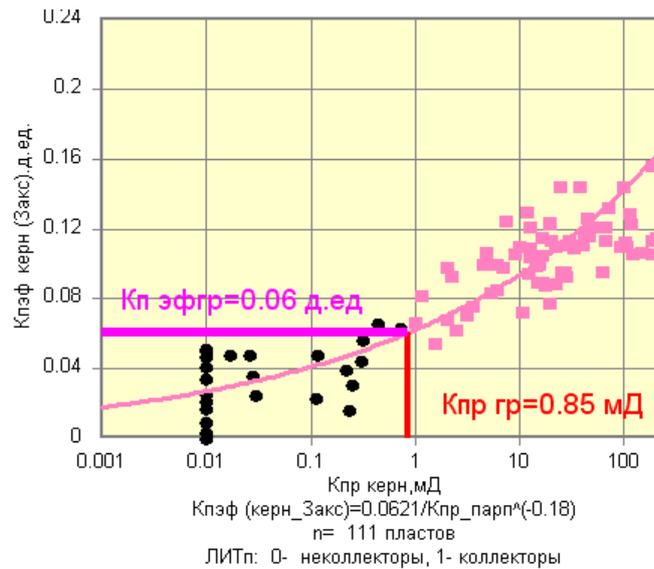


Рис.3.2: Определение граничного значения $K_{пэф}$ по данным керна сопоставлением полигональных распределений $K_{пэф}$ по пластам, разделенным по данным ГИС на коллекторы и неколлекторы (а) и сопоставление $K_{пэфгр}$ с $K_{пкерн}$ (б) и $K_{пкерн}$ (в)

3.2 Методики определения пористости

3.2.1 Определение пористости по методу ПС

Пористость при каротаже ПС определяют через коэффициент $\alpha_{пс}$. Данный коэффициент зависит от изменения аномалии $\Delta U_{пс}$, так как происходит уменьшение аномалии из-за наличия глинистых песчаников. Затем, используя $\alpha_{пс}$, определяют коэффициент пористости, так как коэффициент пористости – это функция от $\alpha_{пс}$, полученная лабораторными исследованиями на керне. Необходимое условие использования функциональной зависимости – наличие глинистых песчаников с глинистостью более 2-3%

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

где $E_{s,max}$ – статическая аномалия ПС (см. формула 2.5, п. 2.1.6), E_s – приведенное значение ПС:

$$E_s = \frac{\Delta U_{пс}}{v_{пс}}, \quad (3.2)$$

где $\Delta U_{ПС}$ определяют по кривой каротажа ПС, отсчитывается от линии глин, коэффициент $v_{ПС}$ определяют по специальным номограммам (рис.3.3), с учетом мощности пласта h , удельных сопротивлений пласта $\rho_{П}$, вмещающих пород $\rho_{ВМ}$, бурового раствора $\rho_{С}$, а так же диаметра скважины d_c и зоны проникновения бурового раствора [6].

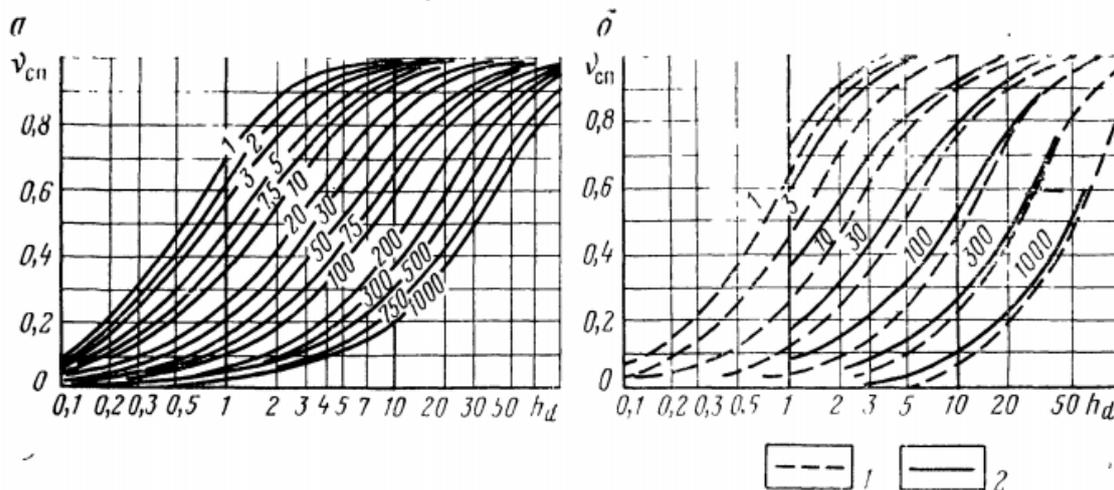


Рис.3.3: Зависимости $v_{ПС} = f(h/d_c)$

(а – $\rho_{П} = \rho_{ВМ}$, б – $\rho_{П} \neq \rho_{ВМ}$, 1 – $\rho_{ВМ} = 3\rho_{С}$, 2 – $\rho_{ВМ} = 30\rho_{С}$)

Шифр кривых – $\rho_{П}/\rho_{С}$ [5]

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

3.2.2 Определение пористости по методу АК

Скорость распространения упругих волн в породе зависит от пористости. По данным АК выделяют трещинные, кавернозно-трещинные и кавернозные коллекторы, то есть метод АК наиболее эффективен при изучении карбонатного разреза.

Как уже было отмечено в п. 2.3, зная интервальное время Δt , время распространения волны в минеральном скелете породы $\Delta t_{М}$ и в поровой жидкости $\Delta t_{Ж}$, можно рассчитать коэффициент пористости:

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

Значение Δt_m определяют по измерениям на образцах керна исследуемого пласта. В общем случае, для пород характерны следующие значения скоростей: для карбонатных пород $V_M = 6,4-7$ км/с, для песчаников $5,5$ км/с, для жидкости, флюида $1,6$ км/с.

При определении пористости по данным АК хорошие результаты получают в породах при коэффициенте пористости менее 15%. При большей пористости необходимо учитывать ряд других факторов, которые при этом проявляются: степень цементации породы, глинистость, характеристики пластовой жидкости.

Преимуществом метода АК при определении пористости – относительно небольшая зависимость точности определения K_{Π} от минерального состава скелета породы. Недостатки – влияние структурно-текстурных особенностей породы, трещиноватости стенки скважины, возникающей при бурении, остаточной нефти и газа.

3.2.3 Определение пористости по методу ГГК-П

По данным ГГК-П определяют объемную плотность пород δ_{Π} (объемная плотность - величина, определяемая отношением массы неоднородного вещества ко всему занимаемому им объему, включая имеющиеся в нем поры и пустоты), по величине которой, зная минеральный состав скелета и состав флюида в прискважинной зоне, рассчитывают коэффициент общей пористости K_{Π} [9]:

$$K_{\Pi} = \frac{\delta_M - \delta_{\Pi}}{\delta_M - \delta_{\text{ж}}} \quad (3.4)$$

При использовании бурового раствора на водной основе полагают $\delta_{\text{ж}}=1$ [9]. Если в прискважинной зоне имеется остаточное нефте- или газосодержание, это учитывают при расчете пористости. δ_M берут с учетом данных о минеральном скелете. Для неглинистых и слабоглинистых пород, песчаников $\delta_M = 2,65$ г/см³, для известняков $\delta_M = 2,71$ г/см³, для доломитов $\delta_M = 2,85$ г/см³ [9].

При использовании данных ГГК-П для определения пористости следует иметь в виду, что надежные результаты не могут быть получены в кавернозных интервалах скважин, когда размер каверн превышает номинальный диаметр скважины на 2 см, а также при толщине глинистой корки более 2 см.

Основное условие применимости метода ГГК-П – наличие априорной информации о минеральном составе коллектора.

Преимущества применения метода ГГК-П при определении пористости – независимость точности определения K_{Π} от структуры порового пространства, незначительная зависимость от остаточного нефтенасыщения. Недостатки – влияние условий измерений из-за

небольшой глубинности метода и возрастание погрешности определения K_{Π} при недостатке данных о минеральном скелете

3.2.4 Определение пористости по методу ННК-Т

В результате каротажа однозондовыми приборами получают кривые изменения плотности нейтронов n , которые выражаются в условных единицах, то есть в отношениях измеренной интенсивности по отношению к интенсивности в воде или в единицах скорости.

Связь результатов НК с эквивалентной влажностью w (пропорциональной коэффициенту пористости) сложная и зависит от многих факторов. В настоящее время для интерпретации применяются 2 метода:

Использование зависимости относительной амплитуды ΔJ или двойного разностного параметра.

$$\Delta J = f(w) = f(k_{\Pi}) \quad (3.5)$$

Двойной разностный параметр вычисляется по формуле:

$$\Delta J = \frac{J - J_{\min}}{J_{\max} - J_{\min}}, \quad (3.6)$$

где J – показания в изучаемом интервале, J_{\min} – показания в интервале опорного пласта с минимальными значениями на диаграмме опорного каротажа (глины), J_{\max} – показания в интервале опорного пласта с максимальными значениями (плотные известняки).

Перед расчетом K_{Π} необходим пересчет показаний ННК-Т в кривую водородосодержания. При вычислении w учитываются опорные пласты плотных известняков с $K_{\Pi}^{\text{нейтр}} = 2\%$ и глин с кавернами с $K_{\Pi}^{\text{нейтр}} = 40\%$. Для этих значений находятся соответствующие показания ННК-Т (ΔJ или двойного разностного параметра). Когда имеется система из двух точек, строится линейная зависимость между показаниями ННК-Т и водородосодержанием (нейтронной пористостью $K_{\Pi}^{\text{нейтр}}$). Пример зависимости приведет на рис.3.4.

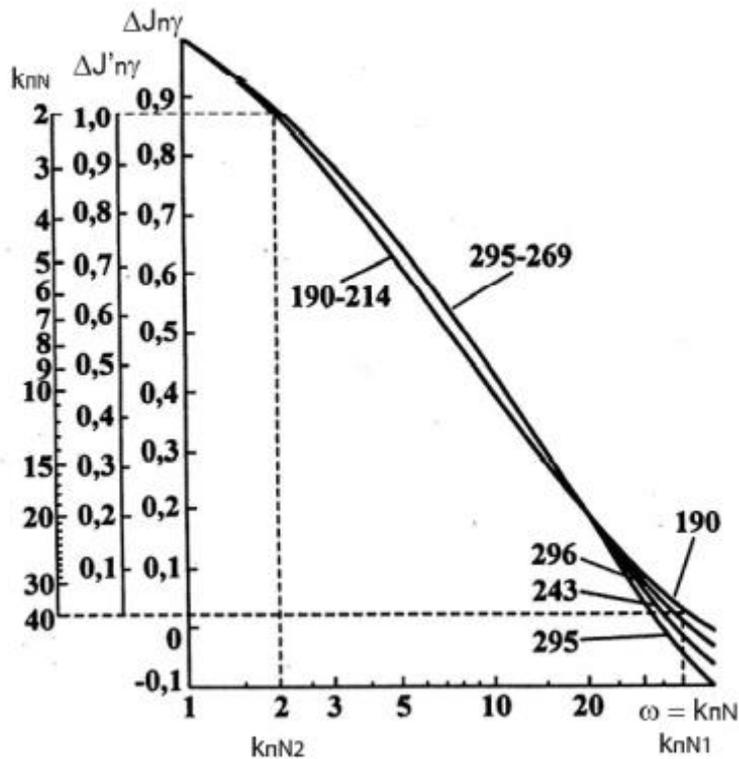


Рис.3.4: Зависимость $\Delta J_n = f(w)$ (по материалам ВНИИЯГГ). Шифр кривых dc: $\Delta J'_n$ – опорная амплитуда, $k_{п,N}$ - коэффициент нейтронной пористости [22]

Способ двойного разностного параметра менее зависим от вариаций диаметра скважины и других мешающих факторов. Эквивалентная влажность горной породы – основной параметр, определяемый по данным нейтронных методов (флюидосодержание). Эквивалентная влажность пропорциональна коэффициенту пористости, при введении поправок пересчитываемой в истинный коэффициент пористости. Факторы, влияющие на отличие нейтронного коэффициента пористости $K_{п}^{нейтр}$ от истинного коэффициента пористости $K_{п}$ делятся на 2 типа, которые следует учитывать при интерпретации:

1. Влияние скважинных условий (диаметр скважины, плотность бурового раствора, Cl- содержание бурового раствора и пластовых вод, толщина глинистой корки и др.)
2. Петрофизические факторы (наличие минералов с большим содержанием связанной воды в составе глин, гипсов, а также изменение состава скелета пород)

Использование зависимости измеренной интенсивности плотности нейтронов по отношению к интенсивности в пресной воде I, которые получают по результатам измерений на моделях пластов разной пористости и литологического состава (рис.3.5).

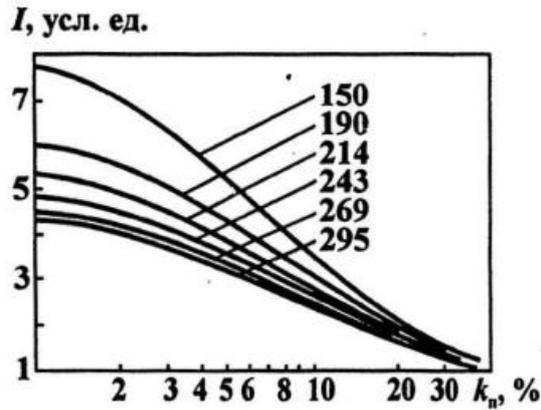


Рис.3.5: Зависимость I от эквивалентной влажности, выраженной в коэффициенте пористости. Шифр кривых – d_c [16]

При интерпретации данных с двузондовыми приборами, наряду с плотностью нейтронов, вычисляется пространственный декремент (физическая величина, характеризующая скорость затухания колебаний в колебательных системах) затухания плотности нейтронов α , который является функцией от полной длины миграции тепловых нейтронов L_M

$$\alpha = f(L_M)$$

Функцию можно переписать:

$$\alpha = \frac{1}{L_M} = \frac{1}{\sqrt{L_z^2 + L_D^2}}, \quad (3.7)$$

где L_D – длина диффузии нейтронов, L_z уменьшается с увеличением Н-содержания в горной породе.

При интерпретации данных коэффициент нейтронной пористости находят через декремент или связанный с ним параметр A :

$$A = \frac{J_M}{J_B}, \quad (3.8)$$

где J_M – интенсивность излучения регистрируемая на малом зонде (ближний детектор), J_B – интенсивность излучения регистрируемая на большом зонде (дальний детектор)

Тогда α можно переписать через A :

$$\alpha = \frac{\ln(\frac{J_M}{J_B})}{\Delta L} = \frac{\ln(A)}{\Delta L}, \quad (3.9)$$

где ΔL – база зонда ($J_M - J_B$)

Затем α пересчитывают в $K_{п}^{\text{нейтр}}$ по соответствующим графикам.

Преимущества применения нейтронных методов при определении пористости – возможность определения $K_{п}$ в обсаженных металлическими колоннами скважинах и в

нефтенасыщенных коллекторах, и независимость точности определения данного параметра от структуры порового пространства. Недостатки – зависимость точности определения $K_{\text{п}}$ от данных о содержании связанной воды и условий измерений (диаметра скважины, глинистой корки и др.).

3.3 Методики определения проницаемости

Коэффициент абсолютной проницаемости $K_{\text{пр}}$ по данным ГИС обычно оценивается по статистическим связям между искомым параметром, определенном на керне, и физическими (геофизическими) характеристиками, либо коэффициентом пористости, найденном по ГИС. Представительность керна считается достаточной, если на 1 м разреза приходится не менее трех исследованных образцов керна.

Проницаемость – это функция от пористости вида [29]:

$$K_{\text{пр}} = 10^{(x \times K_{\text{п}} - y)}, \quad (3.10)$$

где x и y – коэффициенты, которые определяются по зависимости $K_{\text{пкерн}} - K_{\text{пркерн}}$

Выбирается такая пористость, которая демонстрирует наилучшую сходимость в керновыми данными, и по уравнению (3.10) выводится диаграмма проницаемости по ГИС.

Для оценки проницаемости можно использовать эмпирические формулы, учитывающие $K_{\text{ов}}$, так как содержание остаточной воды связано с удельной поверхностью каналов коллектора, которая определяет проницаемость коллектора.

Например, формулу Тимура [22]:

$$K_{\text{пр}}^{0,5} = \frac{100K_{\text{п}}^{2,25}}{K_{\text{ов}}} \quad (3.11)$$

Формулу Тиксье [22]:

$$K_{\text{пр}}^{0,5} = \frac{250K_{\text{п}}^3}{K_{\text{ов}}} \quad (3.12)$$

Формулу Коатса [22]:

$$K_{\text{пр}}^{0,5} = \frac{100(1-K_{\text{ов}})K_{\text{п}}^2}{K_{\text{ов}}} \quad (3.13)$$

$K_{\text{ов}}$ определяют в лаборатории преимущественно методом центрифугирования, когда образец, насыщенный водой, помещают в камеру патрона и ступенчато раскручивают с заполнением образца нефтью, замеряя на выходе объем вытесненной жидкости и оборотов (с переводом в давление). Затем с этим же образцом проделывают обратную операцию: заполненный образец нефтью промывают под давлением водой. На выходе получаем

зависимости капиллярного давления от водонасыщенности и можем получить остаточную водонасыщенность $K_{во}$ и остаточную нефтенасыщенность $K_{но}$.

Точность таких формул невелика, так как нет однозначной связи между проницаемостью и остаточного водонасыщения. При наличии в пласте подошвенной воды способы применимы только для верхней части, соответствующей нефтяной или газовой залежи.

Есть возможность определять проницаемость по методу ПС и ГК, основываясь на связи глинистости (коэффициентов $\alpha_{пс}$ (3.1) и $\Delta J_{гк}$ характеризующих глинистость по методу ПС и ГК соответственно) и коэффициентом проницаемости $K_{пр}$. $\Delta J_{гк}$ – аналог $\alpha_{пс}$ и называется двойным разностным параметром, характеризующим относительную амплитуду гамма-излучения:

$$\Delta J_{гк} = \frac{J_{гк} - J_{гкmin}}{J_{гкmax} - J_{гкmin}}, \quad (3.14)$$

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

Иногда применяют комплексный параметр $\alpha_{пс}/\Delta J_{гк}$, более тесно связанный с проницаемостью. Пример таких зависимости приведен на рис.3.6.

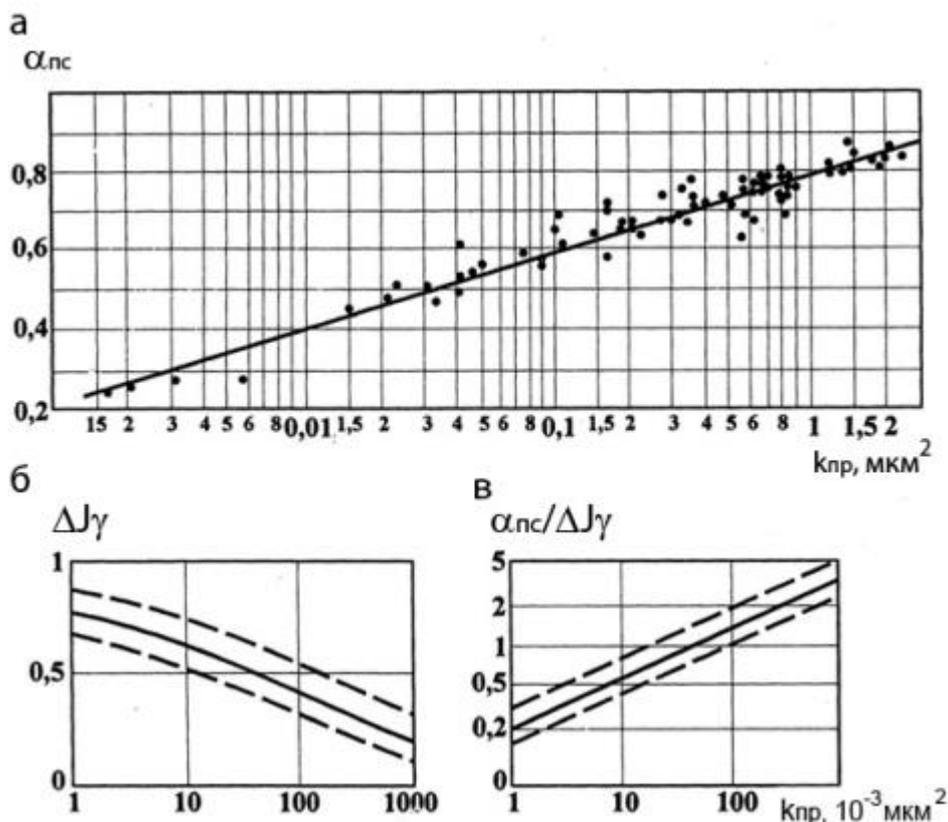


Рис.3.6: Примеры зависимостей, используемых для определения проницаемости по данным ПС и ГК [6]. Зависимости: а) $\alpha_{пс} = f(K_{пр})$; б) $\Delta J_{гк} = f(K_{пр})$; в) $\alpha_{пс}/\Delta J_{гк} = f(K_{пр})$

Стоит отметить, что подобные связи имеют место быть при зависимости $K_{пр}$ от глинистости (коэффициентов $\alpha_{пс}$ и $\Delta J_{гк}$). В слабogliнистых и чистых песчанистых коллекторах методика неприменима [22].

В таблице 3 представлены значения проницаемости для разных классов коллекторов. Практическое значение с точки зрения нефтенакопления и нефтеотдачи имеют коллекторы первых трёх классов, а для газов также и четвёртый класс.

Таблица 3: Классификация коллекторов по проницаемости [25]

| Класс | Коллектор | $K_{пр}, мД$ |
|-------|------------------------|--------------|
| I | Очень хорошо проницаем | >1000 |
| II | Хорошо проницаем | 100-1000 |
| III | Среднепроницаем | 10-100 |
| IV | Слабопроницаем | 1-10 |
| V | Непроницаем | <1 |

3.4 Методики определения глинистости

Глинистость – свойство горной породы содержать в себе глинистые минералы (размером менее 0,01 мм).

Количественно глинистость оценивается коэффициентом массовой глинистости ($C_{гл}$) – отношением массы частиц размером менее 0,01 ($m_{гл}$) мм к массе твердой фазы породы ($m_{тв}$):

$$C_{гл} = \frac{m_{гл}}{m_{тв}} \quad (3.15)$$

Для оценки объемного содержания используют коэффициент объемной глинистости ($K_{гл}$) – отношение объема глинистых минералов ($V_{гл}$) к объему породы (V_n), который можно выразить через $C_{гл}$ и коэффициент пористости K_p :

$$K_{гл} = \frac{V_{гл}}{V_n} = C_{гл}(1 - K_p) \quad (3.16)$$

Коэффициент относительной глинистости ($\eta_{гл}$) – отношение объемной глинистости к скелетной пористости (пористость, созданная матриксом (скелетом породы) без влияния глин и вторичных процессов ($K_{пск}$), который можно также выразить через K_p :

$$\eta_{\text{Гл}} = \frac{C_{\text{Гл}}}{K_{\text{пск}}} = \frac{K_{\text{Гл}}}{K_{\text{Гл}} + K_{\text{п}}} \quad (3.17)$$

Эти коэффициент характеризуют рассеянную глинистость в коллекторе, ту часть глинистого материала, занимающую участки во всем объеме породы. Часто разрез месторождения представляет собой переслаивание песчаников и глин, тогда вводят коэффициент слоистой глинистости ($\chi_{\text{гл}}$) – отношение объема глинистых прослоев ($V_{\text{гл.пр}}$) к объему породы ($V_{\text{п}}$)

$$\chi_{\text{Гл}} = \frac{V_{\text{гл.пр}}}{V_{\text{п}}} \quad (3.18)$$

В зависимости от типа глин заполнение порового пространства происходит по-разному. Наиболее благоприятен дискретный тип каолинита в отличие от волокнистого (иллит), тампонирующего поры в виде межзерновых песчаных перемычек (рис.3.7)

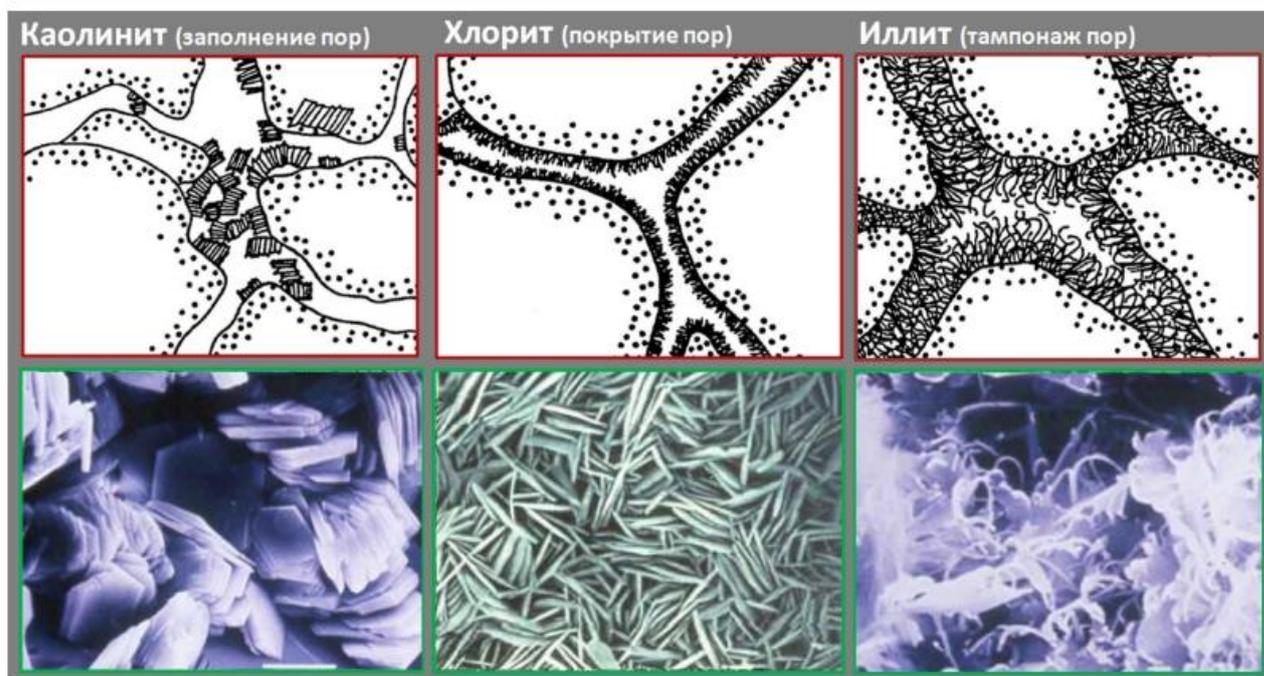


Рис.3.7: Агрегаты различных типов глинистых минералов в поровом пространстве

В любом случае, наличие глинистых минералов в большом количестве отрицательно сказывается на коллекторские свойства. Учет глинистости ведется для введения поправок в расчеты пористости по разным методам каротажа, которые чувствительны к присутствию глинистых минералов (электрические, акустические и ядерно-геофизические).

В настоящее время для определения глинистости используются методы ПС и ГК. По методу ПС возможно определение $\eta_{\text{гл}}$ через зависимость $\alpha_{\text{пс}} = f(\eta_{\text{гл}})$ (рис.3.8)

Использование ГК при расчете глинистости основано на повышенной радиоактивности глинистых минералов. Расчет проводится по аналогии с методом ПС по зависимости $\Delta J_{ГК} = f(K_{ГЛ})$

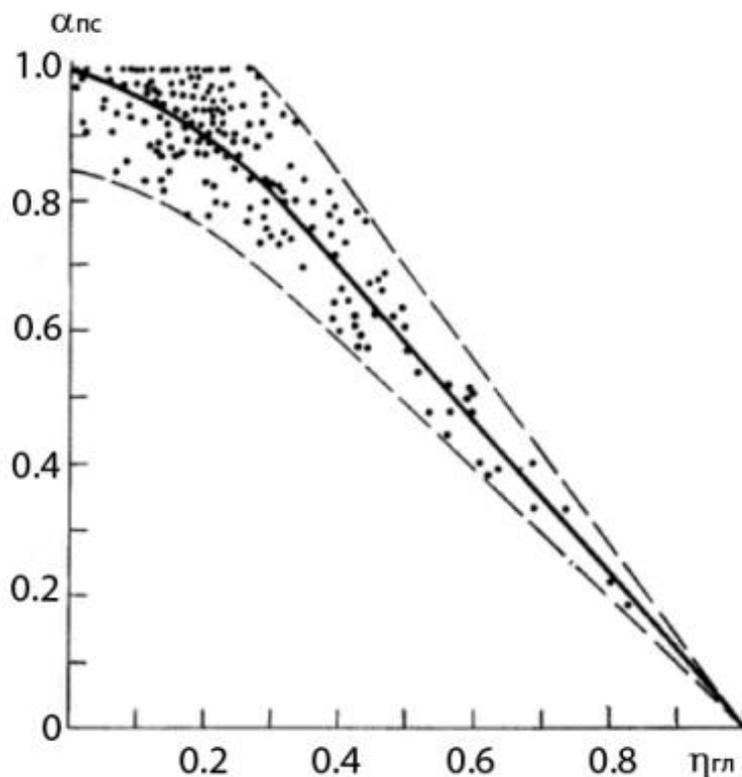


Рис.3.8: Корреляционная связь между $\alpha_{ПС}$ и $\eta_{ГЛ}$ [9]

Расчёты также могут быть выполнены по эмпирическим формулам Ларионова [10]:

$$K_{ГЛ} = 0,083(2^{3.7 \cdot \Delta J_{ГК}} - 1) \quad (3.19)$$

Штайбера [10]:

$$K_{ГЛ} = \frac{0,5 \Delta J_{ГК}}{1,5 - \Delta J_{ГК}} \quad (3.20)$$

Клавьера [10]:

$$K_{ГЛ} = 1,7 - \sqrt{3,38 - (\Delta J_{ГК} + 0,7)^2} \quad (3.21)$$

На максимальные и минимальные показания ГК скважинные условия и характеристика бурового раствора влияют одинаково, поэтому двойной разностный параметр зависит только от радиоактивности пород. При комплексировании методов ПС и ГК с НК-Т, АК, ГК-П возможен одновременный учет массовой и объемной глинистости.

3.5 Методика определения нефтегазонасыщения

Как уже было отмечено в п. 3.1.1, по показаниям КС можно оценить нефтегазо- и водонасыщение, однако, кажущееся сопротивление не является надежным параметром для оценки насыщения. Диаграммы каротажа КС чаще используется для качественной экспресс оценки. Для количественной оценки коэффициента водонасыщения (K_B) используются данные каротажа КС (модификаций БКЗ, БК), а также метода ИК, обладающих значительной радиальной глубиной, по формуле Арчи-Дахнова [17]:

$$K_B = \sqrt[n]{\frac{a \times \rho_B}{K_{\Pi}^m \times \rho_{\Pi}}}, \quad (3.22)$$

где a – зависит от извилистости пор, m – зависит от степени цементации, n – зависит от распределения насыщенности, ρ_B – удельное электрическое сопротивление пластовой воды, ρ_{Π} – удельное электрическое сопротивление пласта.

Коэффициенты a и m входят в выражение связи параметра пористости с коэффициентом пористости.

$$P_{\Pi} = \frac{a}{K_{\Pi}^m} \quad (3.23)$$

Выражение для P_{Π} – параметра пористости:

$$P_{\Pi} = \frac{\rho_{\text{ВП}}}{\rho_B}, \quad (3.24)$$

где $\rho_{\text{ВП}}$ – удельное сопротивление водонасыщенного пласта, ρ_B , - удельное сопротивление воды.

С учетом формул (3.23) и (3.24) можно записать.

$$\rho_{\text{ВП}} = P_{\Pi} \rho_B = \frac{a \rho_B}{K_{\Pi}^m} \quad (3.25)$$

Коэффициенты a и m определяют по лабораторным исследованиям керна. При отсутствии лабораторных данных m принимают равным 2, a равным 1.

Параметр насыщения (нефтенасыщения или газонасыщения) определяется по формуле

$$P_H = \frac{\rho_{\text{нп}}}{\rho_{\text{вп}}}, \quad (3.26)$$

где $\rho_{\text{нп}}$ – удельное электрическое сопротивление нефтегазонасыщенного пласта, $\rho_{\text{вп}}$ – удельное сопротивление водонасыщенного пласта

Параметр насыщения P_H связан с коэффициентом водонасыщения по формуле:

$$P_H = \frac{b}{K_B^n} \quad (3.27)$$

Коэффициенты b и n входят в выражение связи параметра насыщения с коэффициентом водонасыщения. Обычно коэффициент b близок к единице, и в формуле (3.22) не указан.

Из выражений (3.25), (3.26) и (3.27) получена формула Арчи-Дахнова (3.22). Коэффициент водонасыщения связан с коэффициентом нефтегазонасыщения по формуле:

$$K_{\text{нг}} = 1 - K_B = 1 - \sqrt[n]{\frac{a \times \rho_B}{K_{\text{п}}^m \times \rho_{\text{п}}}} \quad (3.28)$$

Вместо использования формулы Арчи-Дахнова на практике часто используют зависимости $K_{\text{нг}} = f(P_H)$, аппроксимируемые формулами, которые для Уренгойского месторождения имеют приведенный ниже вид. Для данного месторождения коэффициент нефтегазонасыщения ($K_{\text{нг}}$) рассчитывался через $P_{\text{п}}$ и P_H по связям, полученным по данным изучения керна [29]:

$K_{\text{нг}}$ для пластов БУ₈₋₉:

$$K_{\text{нг}} = 1 - \frac{10^{3.8 - \lg(P_H)}}{100} \quad (3.29)$$

$K_{\text{нг}}$ для пластов БУ₁₀₋₁₁:

$$K_{\text{нг}} = 1 - \frac{10^{3.61 - \lg(P_H)}}{100} \quad (3.30)$$

$K_{\text{нг}}$ для пластов БУ₁₂₋₁₄:

$$K_{\text{нг}} = 1 - \frac{10^{3.19 - \lg(P_H)}}{100} \quad (3.31)$$

4. ПРОГРАММА ОБРАБОТКИ ДАННЫХ КАРОТАЖА

В данной работе обработка данных каротажа проводилась с использованием программы Techlog (компания Schlumberger). Это специализированное ПО, в котором можно работать с каротажными кривыми и керновыми данными, строить кросс-плоты, рассчитывать различные параметры.

Используемыми вкладками рабочей панели Techlog в настоящей работе были: «Основные», «Графики», «Данные», «Инструменты», «Петрофизика».

Вкладка «Основные» (рис.4.1) предоставляет возможность работать с исходными и результирующими данными: экспорт и импорт LAS-файлов, планшетов, табличных и текстовых данных, скриптов, гистограмм, кросс-плотов, палитр, изображений, работать с документацией и оформлять отчеты.

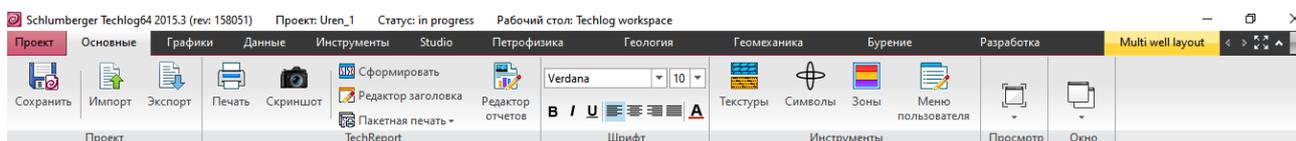


Рис.4.1: Вкладка «Основные» в рабочей панели Techlog

LAS-файлы – это текстовые файлы, содержащие в себе информацию, поступающую со скважины при проведении каротажа. Это один из широко распространенных форматов хранения данных, понятный алгоритмам специализированных программ для обработки каротажа и разработанный под руководством специального комитета Канадского общества каротажников (Canadian Well Logging Society's Floppy Disk Committee). Аббревиатура LAS является сокращением от Log ASCII Standard (ASCII – American Standard Code for Information Interchange (Американский стандартный код для обмена информацией)). LAS-файл состоит из нескольких секций с колонкой данных и информацией о версии формата (1.2, 2.0, 3.0), имени скважины и её локации, именах кривых каротажа, различных параметров, относящиеся к скважине (такие, как сопротивление и вязкость бурового раствора) [21].

Вкладка «Графики» (рис.4.1) позволяет производить анализ зависимостей параметров, строить гистограммы распределений, кумулятивные графики углов падения, проводить многоскважинный анализ статистических данных в 2D и 3D варианте.

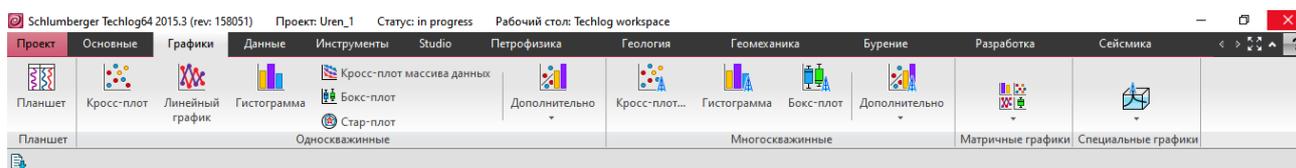


Рис.4.2: Вкладка «Графики» в рабочей панели Techlog

Вкладка «Данные» позволяет редактировать данные, зоны и уравнения. Важнейшим инструментом является «Мнемоники» (рис.4.3), результатом работы с которым является построенный гармонизированный набор данных LQC, структурированный и привычный для алгоритмов Techlog. Создание LQC – это первоочередное дело, облегчающее работу в программе при экспорте данных в другие модули.

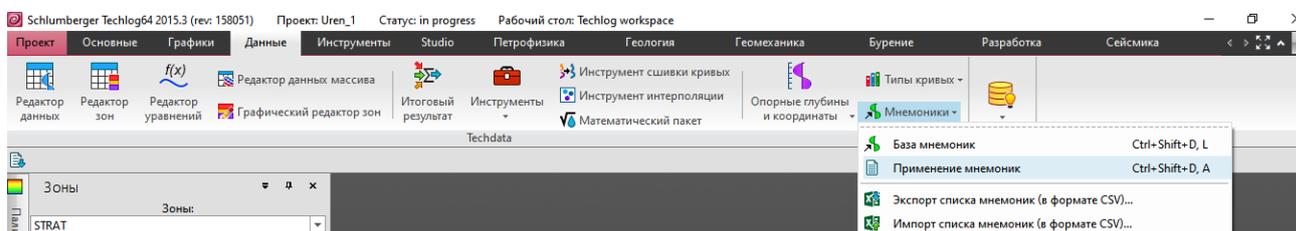


Рис.4.3: Инструмент «Мнемоники» во вкладке «Данные» в рабочей панели Techlog

Techlog адаптирован к языку Python, доступ к которому есть во вкладке «Инструменты». При помощи этого языка можно написать скрип и вывести диаграмму результата скрипта. В этой же вкладке возможна увязка фотографий керна и прямое взаимодействие Techlog и Petrel.

В модуле «Quanti» (рис. 4.4) вкладки «Петрофизика» есть возможность введение поправок в данные ГИС, построение объемной минералогической модели – Quanti.ELAN, оценка петрофизических свойств, обработка и интерпретация данных с приборов, восстановление отсутствующих данных методами нейронных сетей, количественная интерпретация данных ГИС в горизонтальных стволах, обработка данных БКЗ и ВИКИЗ, интерпретация данных в обсаженном стволе. Данная вкладка представляет собой встроенные стандартные алгоритмы анализа и оценки ФЕС.

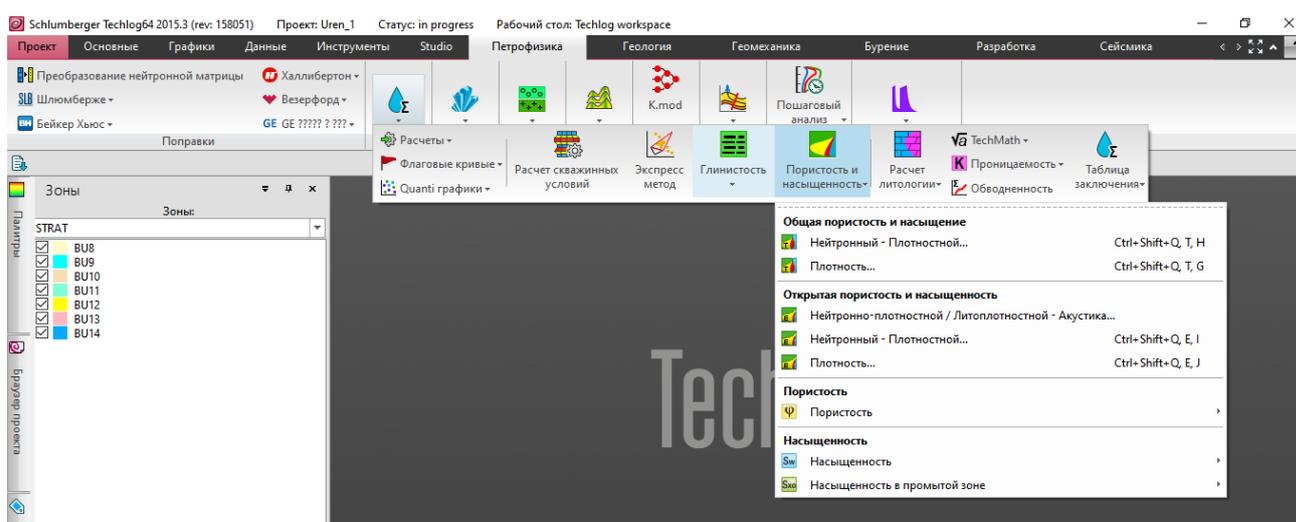


Рис.4.4: Модуль «Quanti» во вкладке «Петрофизика» в рабочей панели Techlog

5. РЕЗУЛЬТАТЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ КОЛЛЕКТОРОВ УРЕНГОЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В программе Techlog была проведена интерпретация полученных LAS-файлов и результатов лабораторных исследований керна по трем скважинам (Приложения 1, 2, 3). Скважины расположены в южной части Уренгойского месторождения (рисунок 5.1).

Результаты ГИС по таким параметрам, как пористость и проницаемость сопоставлялись с данными, полученными в лаборатории на образцах керна. Параметры определялись вручную, с использованием соответствующих инструментов программы, через вкладку «Петрофизика» и через редактор Python.

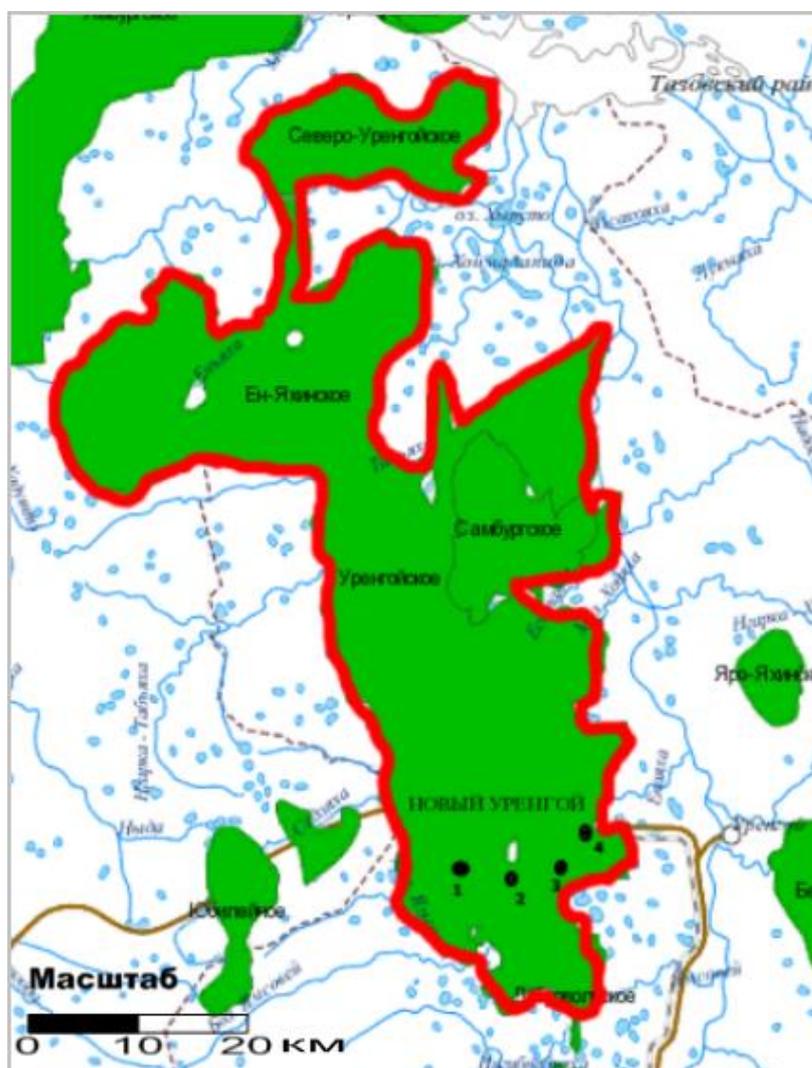


Рис. 5.1. Расположение скважин.

5.1 Выделение коллекторов

Оценка литологии по трем скважинам (Приложения 1, 2, 3) проведена качественным методом по отклонениям и пикам кривых разных методов. Коллекторы выделялись по качественным признакам, рассмотренным в п.3.1.1. Полноразрезный анализ осуществлялся с учетом следующих признаков:

Качественные признаки глин:

1. Высокоамплитудные положительные аномалии на диаграммах ПС (для всех скважин, использованных для интерпретации минерализация фильтрата бурового раствора меньше минерализации пластовой воды)
2. Положительные аномалии на диаграммах ГК
3. Завышение фактического диаметра скважины относительно номинального
4. Показания МГЗ больше или равны МПЗ

Качественные признаки плотных известняков:

1. Низкие значения на диаграммах АК, т.к. волна в плотных породах проходит быстро, соответственно, время прохождения низкое
2. Высокие значения на диаграммах ГГК-П, т.к. метод напрямую характеризует плотность пород, которая для плотных пород высокая
3. Высокие значения на диаграммах ННК-Т, т.к. воды и нефти, содержащие водород нет в плотных, непористых породах
4. Высокие значения на диаграммах БК, низкие значения на диаграммах ИК

Качественные признаки углей:

1. Резкое завышение фактического диаметра скважины относительно номинального
2. Высокие значения на диаграммах АК, как для обратной ситуации с плотными породами для неплотных углей
3. Низкие значения на диаграммах ГГК-П, т.к. плотность углей невысокая

Качественные признаки алевролитов – это средние значения по всем вышеперечисленным методам.

На планшеты по скважинам в колонках пористости, проницаемости и метода ПС вынесены количественные критерии: граничные значения $K_{п} = 0,85$ мД, $K_{пр} = 0,116$, $\alpha_{пс} = 0,25$. Разрез Уренгойского месторождения характеризуется переслаиванием аргиллитов,

алевролитов и песчаников, что затрудняет интерпретацию. Выделение литотипов проведено комплексно, учитывая априорную информацию и все признаки, как качественные, так и количественные.

Полный разрез представлен по скв. 2, 3 (Приложения 2,3), в скв. 1 (Приложение 1) отсутствуют углистые пропластки. Продуктивными являются пласты БУ₈-БУ₁₂, (BU8-BU12), скважиной 3 БУ₁₂ (BU12) не подсечен.

5.2 Результаты определения пористости

Пористость определена по методам ГГК-П, АК, ННК-Т, ПС и по комплексированию методов АК и ПС. Коэффициенты пористости были рассчитаны через редактор Python во вкладке «Инструменты».

Определение пористости по данным ГГК-П

Коэффициент пористости по методу ГГК-П рассчитывался по формуле (3.4) с $\delta_m = 2,66$ г/см³ (рис.5.2). Для скважин 2 и 3 взяты данные с 1 скважины. $\delta_{ж}=1$ г/см³ (см.п.3.2.3), $\delta_{п}$ – показания ГГК-П.

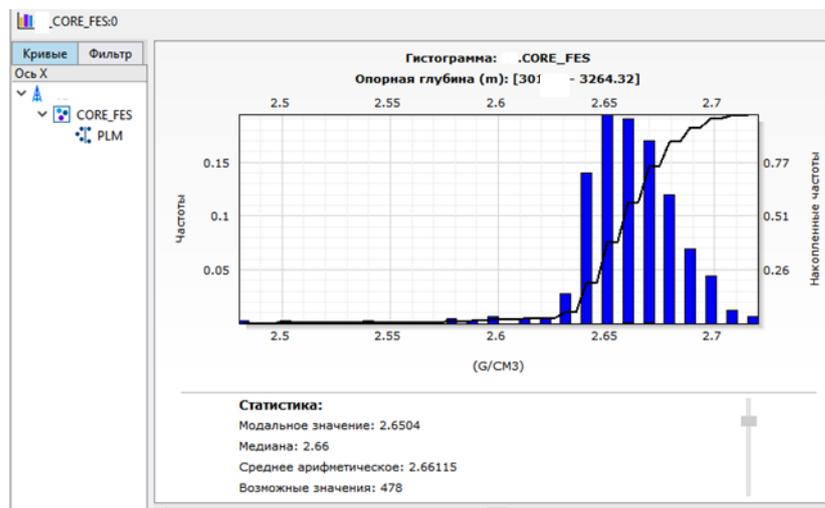


Рис.5.2: Гистограмма распределения данных о минералогическом скелете для скв.1 [29]

Используемый при расчете $K_{п}$ по данным ГГК-П скрипт приведен на рисунке 5.3, а формула – в строчке 2 данного скрипта.

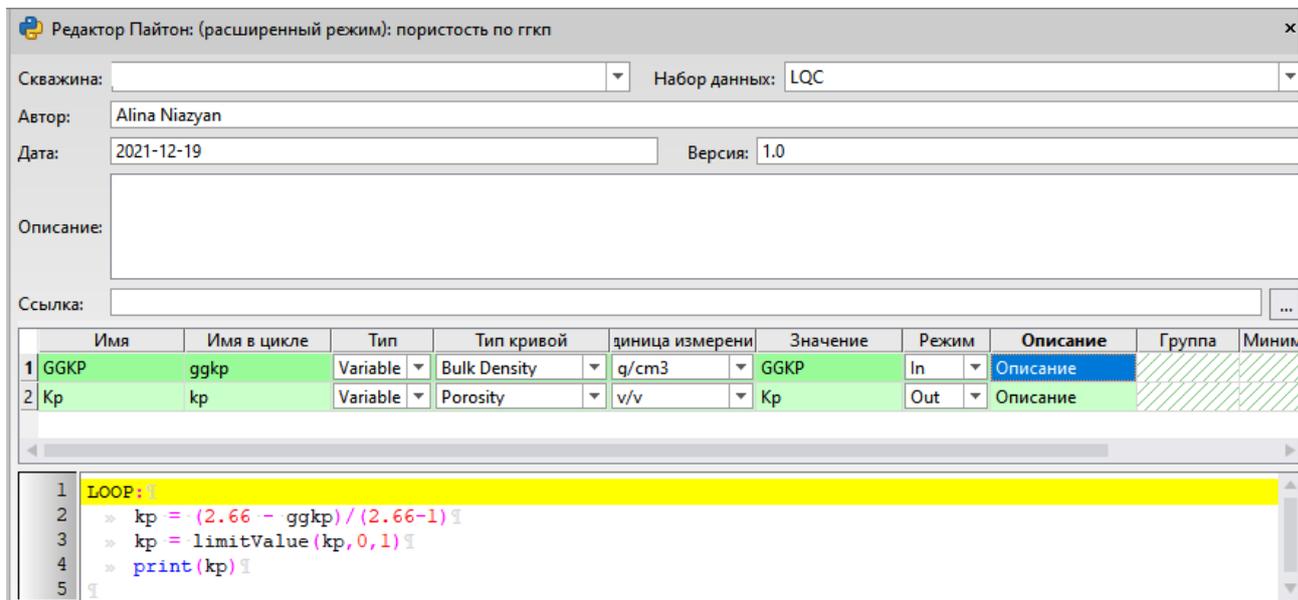


Рис.5.3: Скрипт Python для коэффициента пористости по данным ГГК-П

На планшетах по скважинам 1, 2, 3 (Приложения 1, 2, 3) на третьей колонке справа выведена кривая пористости по методу ГГК-П (зеленая кривая КпГГКП) в интервале от 0% до 30% и сопоставленная с керном (красные точки), демонстрируя наилучшую сходимость по скв. 1, относительно других скважин. Связано это с тем, что плотность минерального скелета по 2 и 3 скв. взята с известных данных, имеющих только по скв. 1.

Определение пористости по данным АК

Аналогично был рассчитан (рис.5.4) коэффициент пористости по методу АК (формула Вилли с поправкой за глинистость) [30]:

$$K_{\text{П}} = \frac{\Delta t - \Delta t_{\text{м}}}{\Delta t_{\text{ж}} - \Delta t_{\text{м}}} - K_{\text{ГЛ}} \frac{\Delta t_{\text{м}} - \Delta t_{\text{ГЛ}}}{\Delta t_{\text{м}} - \Delta t_{\text{ж}}}, \quad (5.1)$$

где $\Delta t_{\text{м}} = 170$ мкс/м (для уплотненных, цементированных песчаников [17]), $K_{\text{ГЛ}}$ – коэффициент объемной глинистости, $\Delta t_{\text{ГЛ}}$ – показания метода в опорных пластах глин (242 мкс/м, 230 мкс/м, 266 мкс/м для скв. 1, 2, 3 соответственно [29]). За опорный пласт глин взята подошва пласта БУ₉ (БУ9) в каждой из скважин (глубина 3000 м в 1 скв, 2820 м во 2 скв, 2770 м в 3 скв.), $\Delta t_{\text{ж}}$ вычисляется с помощью специальной формулы [30]:

$$\Delta t_{\text{ж}} = \frac{10^6}{(1470 + k * C_{\text{в}})}, \quad (5.2)$$

где C_B – минерализация воды, г/л (БУ₈ (BU8) минерализация 7,5 г/л, для БУ₉ (BU9) – 8,5 г/л, для БУ₁₀₋₁₁ (BU10-11) – 7,2 г/л, для БУ₁₂ (BU12) – 6 г/л [29]), k – коэффициент пропорциональности равный 1.

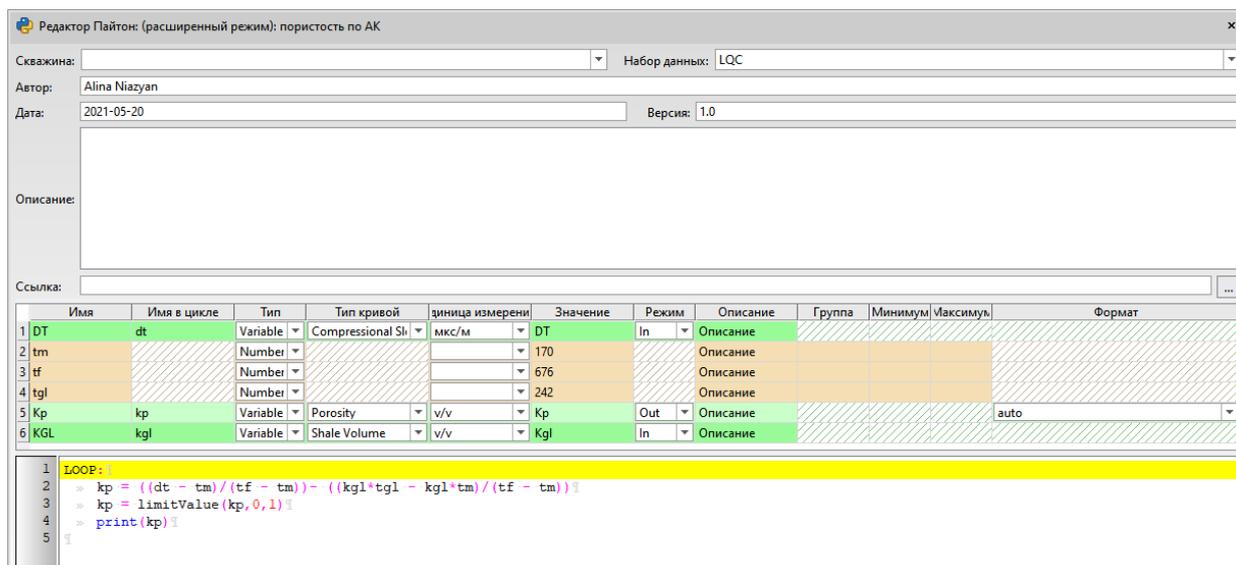


Рис.5.4: Скрипт Python по скв. 1 для коэффициента пористости по данным АК: $t_m = \Delta t_m$, $t_f = \Delta t_f$, $t_{gl} = \Delta t_{gl}$, $k_{gl} = k_{gl}$

На планшетах по скважинам 1, 2, 3 (Приложения 1, 2, 3) на третьей колонке справа выведена кривая пористости по методу АК (розовая кривая КпАК). Различия с другими методами связаны с тем, что влияние глинистости существенно сказывается на показаниях АК, расширяя диапазон изменения Δt и, как следствие, K_p песчаников, залегающих примерно на одной глубине при равных значениях горного и пластового давлений. В таких случаях при расчете обнаруживаются погрешности, в сторону завышения коэффициентов пористости в заглинизированных коллекторах.

Определение пористости по данным ННК-Т

Показания нейтронных методов зависят от водородосодержания в породе. Водородосодержание или эквивалентная влажность чистых (неглинистых) пород, насыщенных нефтью или нефтью с водой и не содержащих связанной воды, равно общей пористости пласта. Поэтому по данным нейтронного каротажа определяется общая пористость чистого коллектора. Глинистые коллекторы содержат связанную воду, объем которой прямо пропорционален коэффициенту глинистости коллектора. Поэтому в показания нейтронного каротажа против глинистых коллекторов вводится поправка за глинистость по формуле [17]:

$$K_p = w - K_{gl} \times w_{gl} , \quad (5.3)$$

где w – водородосодержание (коэффициент пористости по нейтронному каротажу), $K_{гл}$ – коэффициент глинистости, $w_{гг}$ – водородосодержание на опорных пластах глин (23%, 23%, 30% для скв. 1, 2, 3 соответственно [29]).

По зависимости из двух точек (см.п.3.2.4) рассчитано водородосодержание (рис.5.5), зависимость приведена в строке 3:

$$w = \frac{(nkt - NKT_{min})(POR_{min} - POR_{max})}{NKT_{max} - NKT_{min}} + POR_{max}, \quad (5.4)$$

где nkt – показания ННК-Т, NKT_{min} , POR_{min} – значение нейтронного каротажа в глинах с кавернами и их нейтронная пористость соответственно (пласты БУ9 (BU9) глубина 3080 м с значениями нейтронного каротажа 2 имп/с в 1 скв., 2827 м с значениями каротажа 4 имп/с в 2 скв., 2795 м в 3 скв. с значениями 4 имп/с), NKT_{max} , POR_{max} – значение нейтронного каротажа в плотных известняках и их нейтронная пористость соответственно (пласты БУ10 (BU10) глубина 3037 м с значениями каротажа 6 имп/с в 1 скв., 2845 м с значениями каротажа 11 имп/с в 2 скв., 2805 м в 3 скв. с значениями 12 имп/с)

Ссылка:

| Имя | Имя в цикле | Тип | Тип кривой | единица измерения | Значение | Режим | Описание | Группа | Минимум | Максимум | Формат |
|-----|-------------|--------|------------|-------------------|----------|-------|-------------|-------------|---------|----------|--------|
| 1 | POR_max | Number | | v/v | 0.4 | | Description | | 0 | 1 | |
| 2 | POR_min | Number | | v/v | 0.02 | | Description | | 0 | 0.1 | |
| 3 | NKT_min | Number | | UE | 4 | | Description | | 0 | 10 | |
| 4 | NKT_max | Number | | UE | 11 | | Description | | 0 | 20 | |
| 5 | NKT | nkt | Variable | Neutron Far | UE | NKT | In | Description | | | |
| 6 | TNPH | tnph | Variable | Neutron Porosity | v/v | TNPH | Out | Description | | | auto |

```

1 LOOP:
2   > if nkt != MissingValue and NKT_max != MissingValue and NKT_min != MissingValue and NKT_max - NKT_min != 0:
3     >> tnph = (((nkt - NKT_min) * (POR_min - POR_max)) / (NKT_max - NKT_min)) + POR_max
4     >> tnph = limitValue(tnph, -0.08, 0.6)
5   > else:

```

Рис.5.5: Скрипт Python для расчета водородосодержания для скв.2 по данным ННК-Т:

$$tnph = w$$

Имея кривую водородосодержания, можно перейти к расчету пористости по формуле (5.3) (рис.5.6). Данные по глинистости были получены методом ПС.

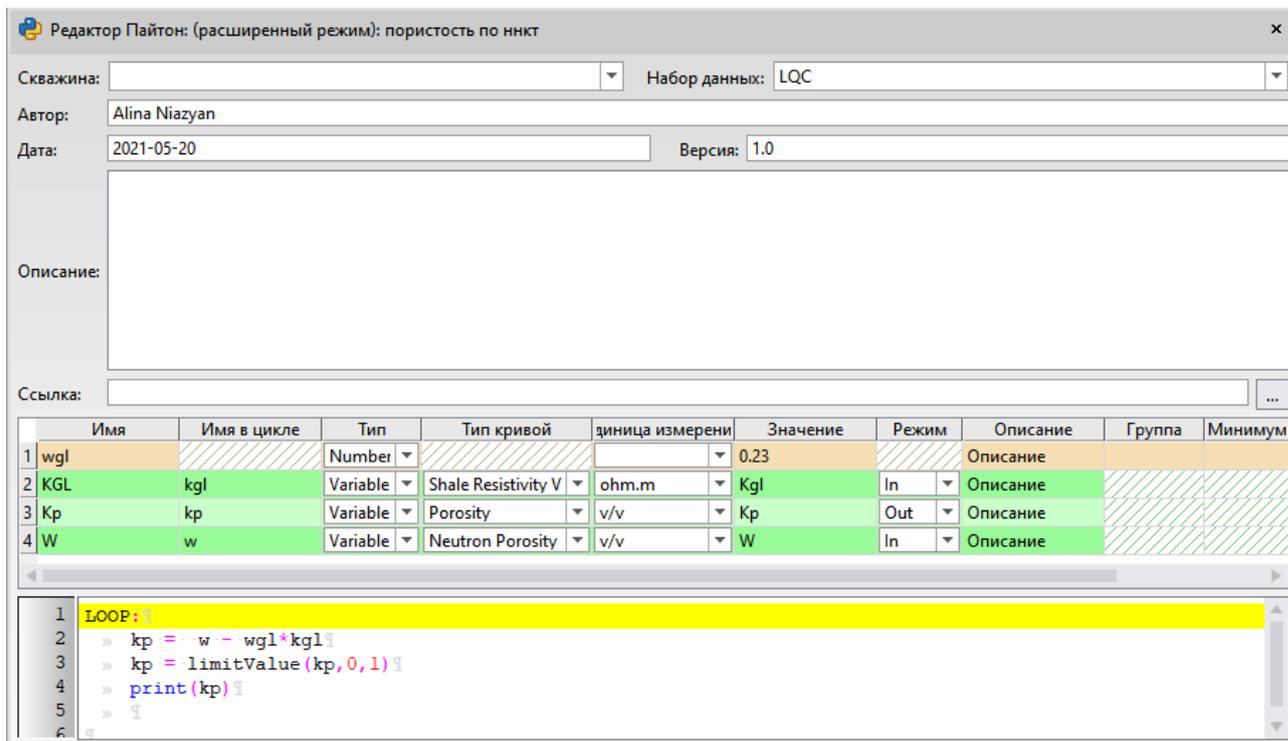


Рис.5.6: Скрипт Python по скв. 1 и 2 для коэффициента пористости по ННК-Т: $wgl = w_{гл}$, $kgl = k_{гл}$, $w = w_{py}$

На планшетах по скважинам 1, 2, 3 (Приложения 1, 2, 3) на третьей колонке справа выведена кривая пористости по методу ННК-Т (голубая кривая $K_{пННК-Т}$). Расхождения с пористостью, определенной по другим методам могут быть связаны с наличием газа в нефтегазоносных коллекторах Уренгойского месторождения, которое ведет к занижению пористости по нейтронному каротажу и требует введения дополнительных поправок.

Определение пористости по данным каротажа ПС

Метод ПС чаще используется для оценки глинистости и для литологического расчленения разреза. Кривая ПС гладкая, без резких флуктуаций по сравнению с кривыми предыдущих методов, отражающих изменение пористости в пределах пласта, но по ней можно рассчитать пористость при известных значениях лабораторных исследований определения пористости и при рассчитанных значениях параметра $\alpha_{пс}$.

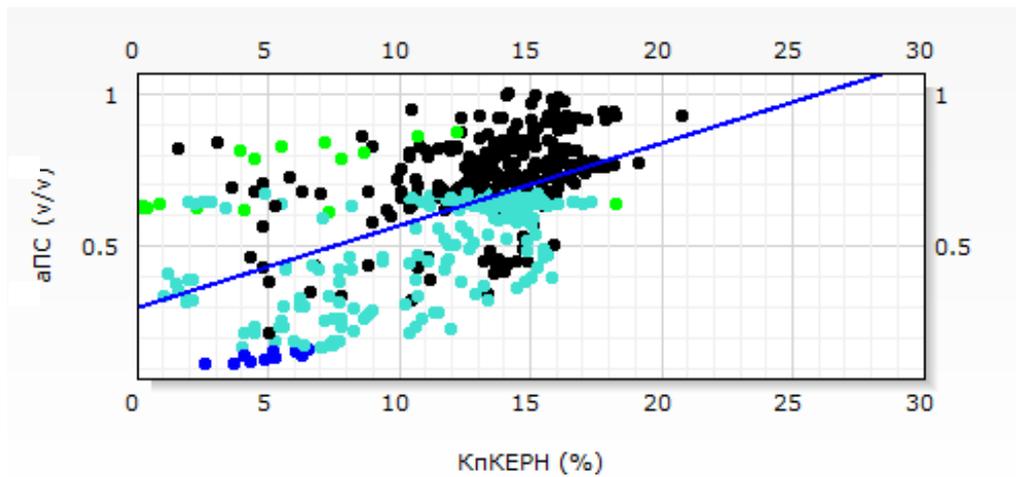
В мощных пластах $\alpha_{пс}$ близка к статической аномалии, и чем меньше толщина пласта, тем больше разница между $\Delta U_{пс}$ и E_s .

При расчете $\alpha_{пс}$ за 0 принималось значение против пластов чистых глин, а за 1 – против чистых песчаников. Формула имеет вид [36]:

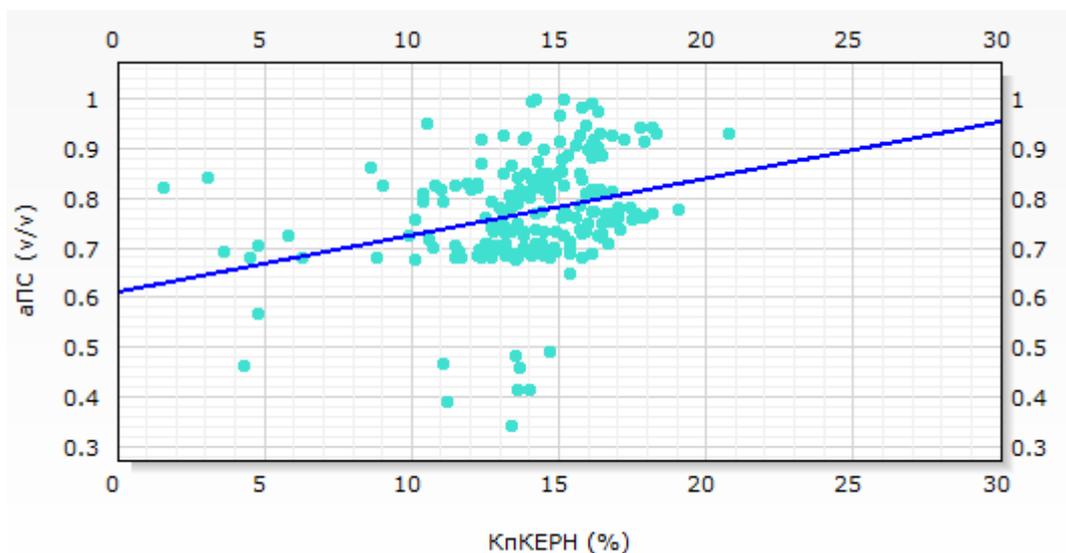
$$\alpha_{пс} = \frac{U_{ps_{max}} - U_{ps}}{U_{ps_{max}} - U_{ps_{min}}}, \quad (5.5)$$

где U_{ps} — показания ПС; U_{psmin} — показания в чистых песчаниках; U_{psmax} — показания в глинах (см.п.5.4)

Строится зависимость $\alpha_{пс} = f(K_{п})$ и вычисляется $K_{п}$. Для всех трех скважин зависимости являются непрезентабельными (рис.5.7 а), и пористость по ним не рассчитывалась. Дело в том, что в разрезе Уренгойского месторождения присутствуют коллекторы с глинистым цементом. На рис. 5.7 б представлена зависимость пористости от $\alpha_{пс}$ для песчаников. Заметно, что для пород – коллекторов с высокой пористостью значения $\alpha_{пс}$ варьируются в широких пределах. Это говорит о том, что статистической связи между глинистостью, а, именно, $\alpha_{пс}$ и пористостью нет.



а



б

Рис.5.7: Кросс-плот $K_p(K_p \text{ КЕРН}) - \alpha_{\text{пс}}(\text{аПС})$ по скв. 1 для а) всего разреза: синие точки – глины; голубые – алевролиты; черные – песчаники; зеленые – плотные известняки, б) песчаников

Для всех скважин расчет проводился по методическим указаниям к интерпретации данных ГИС для Уренгойского месторождения [29] по формуле:

$$K_p = -0,392 + \alpha_{\text{пс}} \times 0,0023 \quad (5.6)$$

Анализ величин пористости, определённой по множествам связей $K_p - \alpha_{\text{пс}}$ показал, что величина $\alpha_{\text{пс}}$ часто завышена в пластах, соседствующих с плотными карбонатизированными породами, что приводит к завышению пористости по методу ПС. Неадекватное реальной глинистости увеличение $\alpha_{\text{пс}}$ практически полностью компенсируется снижением Δt за счет влияния на показания АК карбонатного цемента, поэтому использование комплексной зависимости АК-ПС позволяет свести погрешность определения коэффициента пористости до минимума. В указаниях [29] приводится формула для расчета пористости при комплексировании данных методов ПС и АК:

$$K_p = 0,024 \times (\Delta t - 180)^{0,5} \times (\alpha_{\text{пс}} - 0,15)^{0,25} \quad (5.7)$$

Минусом такой зависимости является то, что комбинация некоторых значений по данным АК и коэффициента $\alpha_{\text{пс}}$ может дать недопустимые значения, поэтому кривая прерывается в некоторых интервалах.

На планшетах по скважинам 1, 2, 3 (Приложения 1, 2, 3) на третьей колонке справа выведена кривая пористости по методу ПС (фиолетовая кривая $K_{\text{пПС}}$). Как уже было отмечено, сама кривая ПС гладкая и не отражает изменения пористости, которые отражают другие методы. Комбинация АК и ПС (синяя кривая $K_{\text{пАКПС}}$) нивелирует это, отражая аномалии пористости в пределах пласта.

Результаты сравнения пористости по данным каротажа и по керну

Таким образом, можно сопоставить средние значения пористости коллекторов по керну с пористостью коллекторов по разным методам. Наилучшую сходимость для скв.1 демонстрируют методы ГГК-П и АК+ПС (рис.5.8). Аналогично можно сопоставить для скв. 2 (рис.5.9) и 3 (рис.5.10), где лучшая сходимость будет с методом АК+ПС.

Отклонения в оценках пористости по разным методам обусловлены спецификой коллекторов, разной чувствительностью методов к параметрам пластов. Коллекторы

характеризуются тонким переслаиванием алевролитов и песчаников, что затрудняет интерпретацию данных.

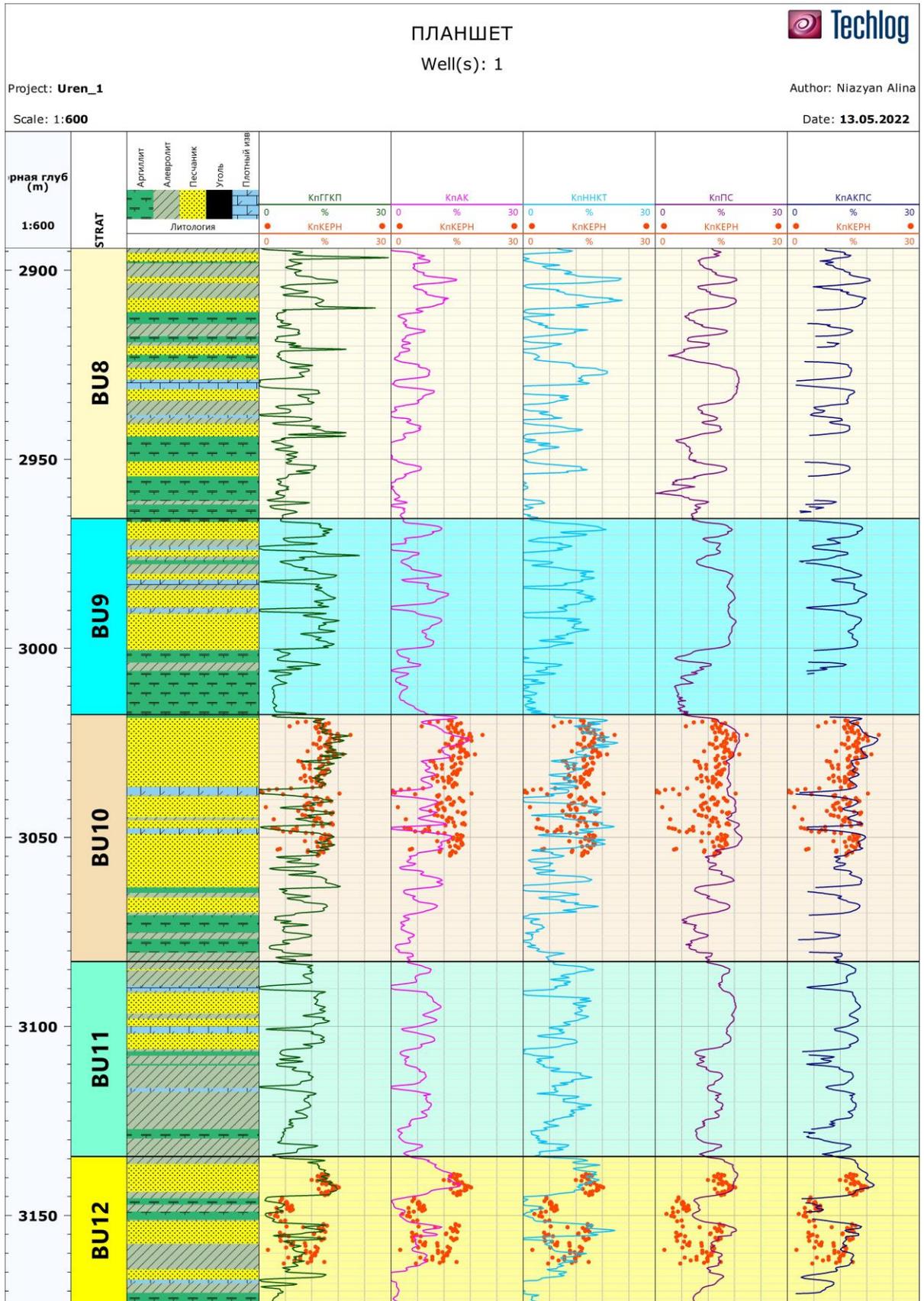


Рис.5.8: Сопоставление результатов определения пористости по методам каротажа ГГК-П (КпГГКП), АК (КпАК), НК-Т (КпНКТ), ПС (КпПС), АК+ПС (КпАКПС) с пористостью по керну (КпКЕРН) по скв.1

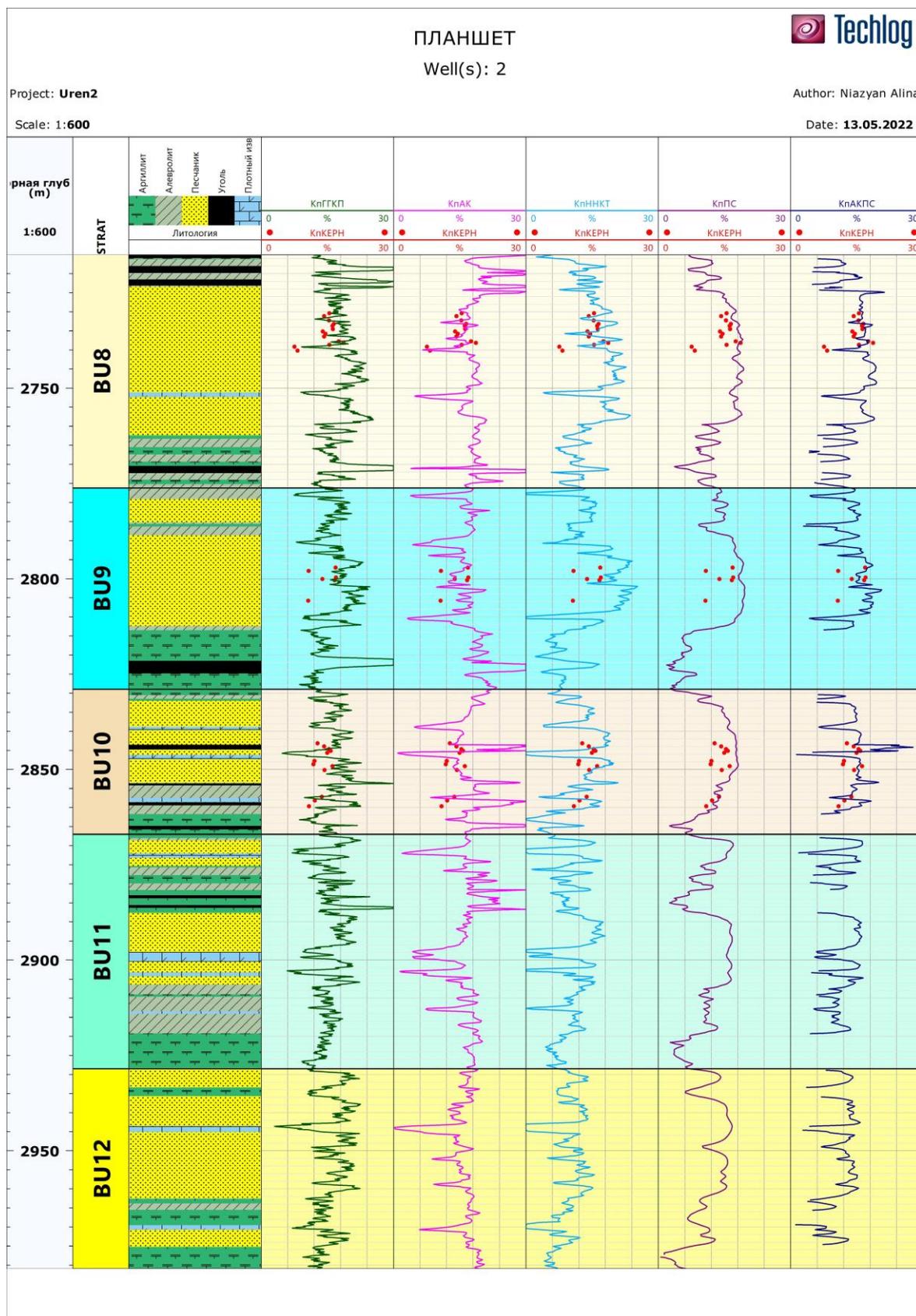


Рис.5.9: Сопоставление результатов определения пористости по методам каротажа ГГК-П (КпГГКП), АК (КпАК), ННК-Т (КпННКТ), ПС (КпПС), АК+ПС (КпАКПС) с пористостью по керну (КпКЕРН) по скв.2

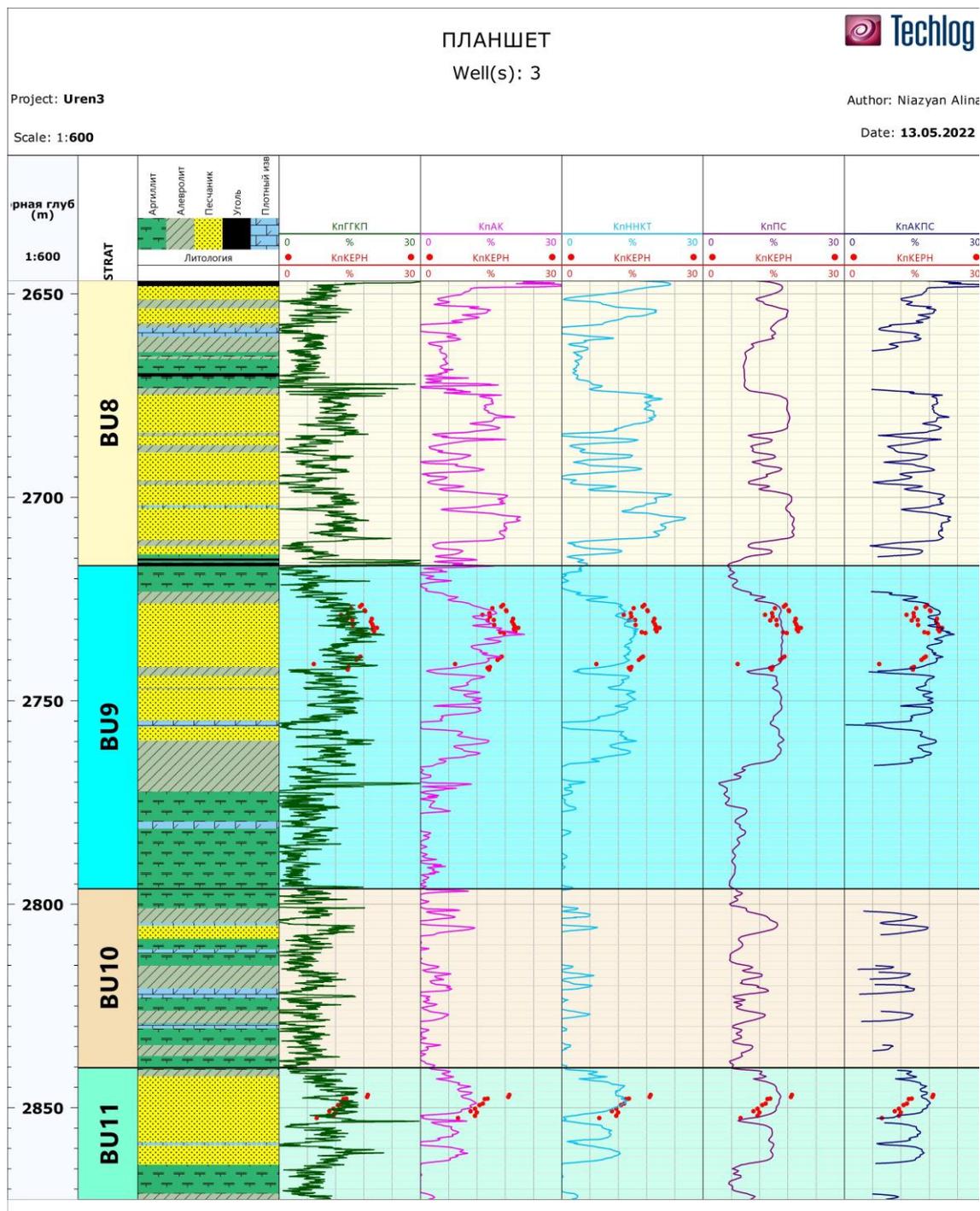


Рис.5.10: Сопоставление результатов определения пористости по методам каротажа ГГК-П (КпГГКП), АК (КпАК), ННК-Т (КпННКТ), ПС (КпПС), АК+ПС (КпАКПС) с пористостью по керну (КпКЕРН) по скв.3

Таким образом, модальные (для логнормального распределения) значения пористости коллекторов Уренгойского месторождения по методу ГГК-П для скв.1 и по комбинации методов АК и ПС для скв. 2,3 по пластам БУ₈ (BU8), БУ₉ (BU9), БУ₁₀ (BU10), БУ₁₁ (BU11), БУ₁₂ (BU12) равна 15,13%, 15,73%, 14,33%, 14,20% и 12,35% соответственно, пористость по пластам представлена в таблице 4.

5.3 Результаты определения проницаемости

Как уже было отмечено в п.3.3, проницаемость – это функция от пористости. При использовании уравнения (3.10) значения x и y находились по кросс-плоту пористость-проницаемость керновые. Для трех скважин зависимости приведены на рис. 5.11, 5, 12, 5, 13.

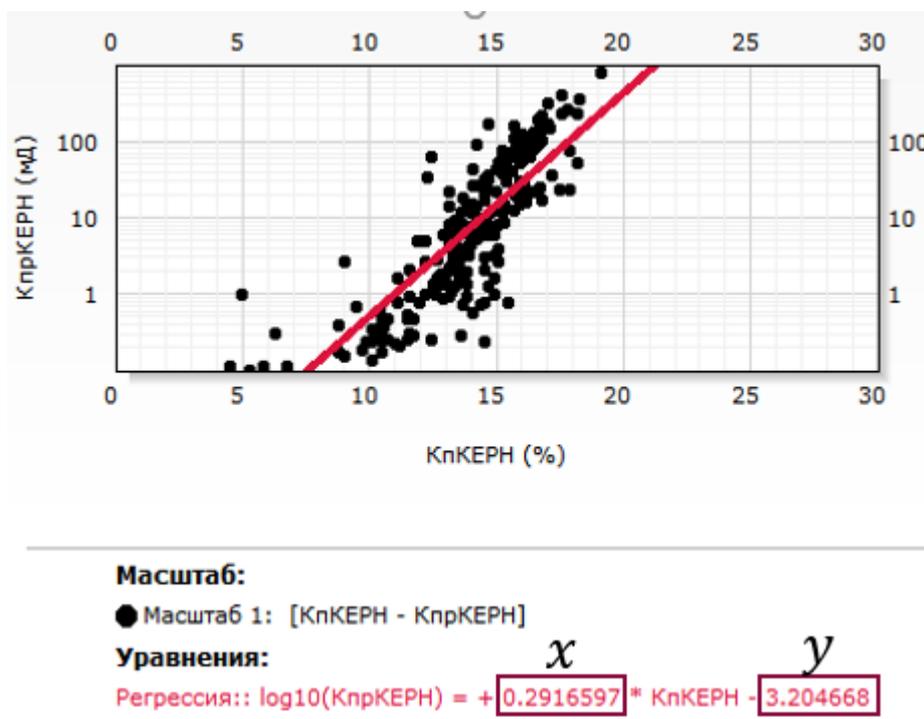
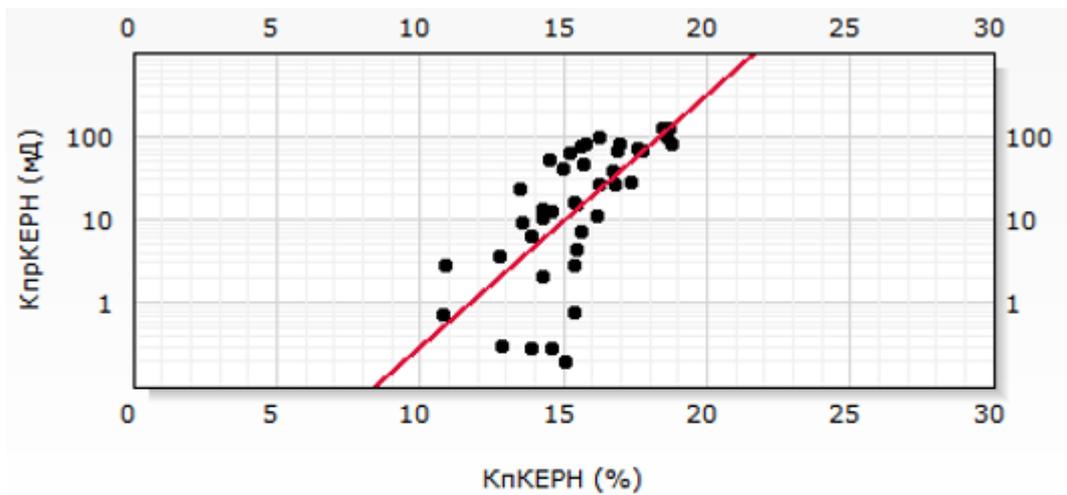


Рис.5.11: Кросс-плот пористость (КпКЕРН) – проницаемость (КпрКЕРН) по скв.1



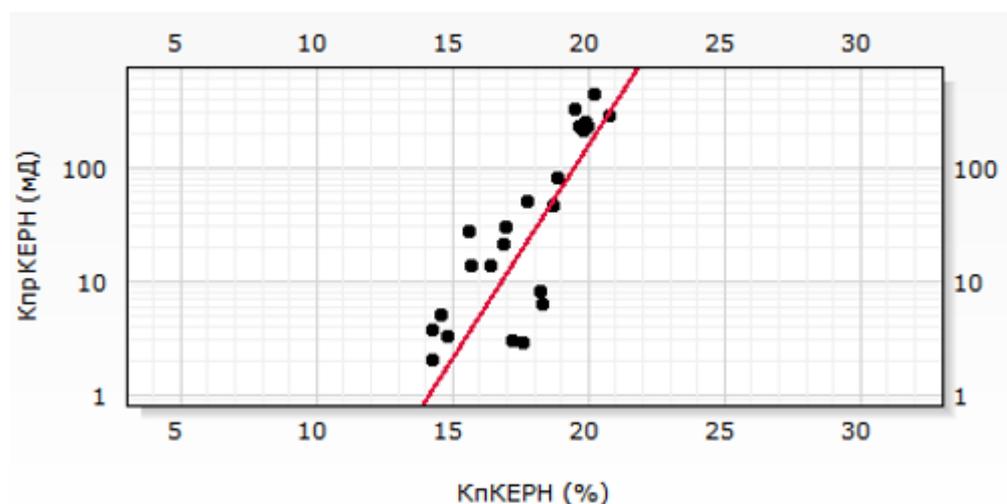
Масштаб:

● Масштаб 1: [КпКЕРН - КпрКЕРН]

Уравнения:

$$\text{Регрессия: } \log_{10}(\text{КпрКЕРН}) = + \overset{x}{0.3015834} * \text{КпКЕРН} - \overset{y}{3.544771}$$

Рис.5.12: Кросс-плот пористость (КпКЕРН) – проницаемость (КпрКЕРН) по скв.2



Масштаб:

● Масштаб 1: [КпКЕРН - КпрКЕРН]

Уравнения:

$$\text{Регрессия: } \log_{10}(\text{КпрКЕРН}) = + \overset{x}{0.3748307} * \text{КпКЕРН} - \overset{y}{5.30488}$$

Рис.5.13: Кросс-плот пористость (КпКЕРН) – проницаемость (КпрКЕРН) по скв.3

Затем выбирается такая пористость, которая демонстрирует наилучшую сходимость в керновыми данными и выводится диаграмма проницаемости по ГИС.

Для скв. 1 выбрана пористость по методу ГГК-П, для скв. 2, 3 – по АК+ПС.

Результаты сопоставления проницаемости по керну и по ГИС по скважинам представлены на рисунках 5.14, 5.15 и 5.16

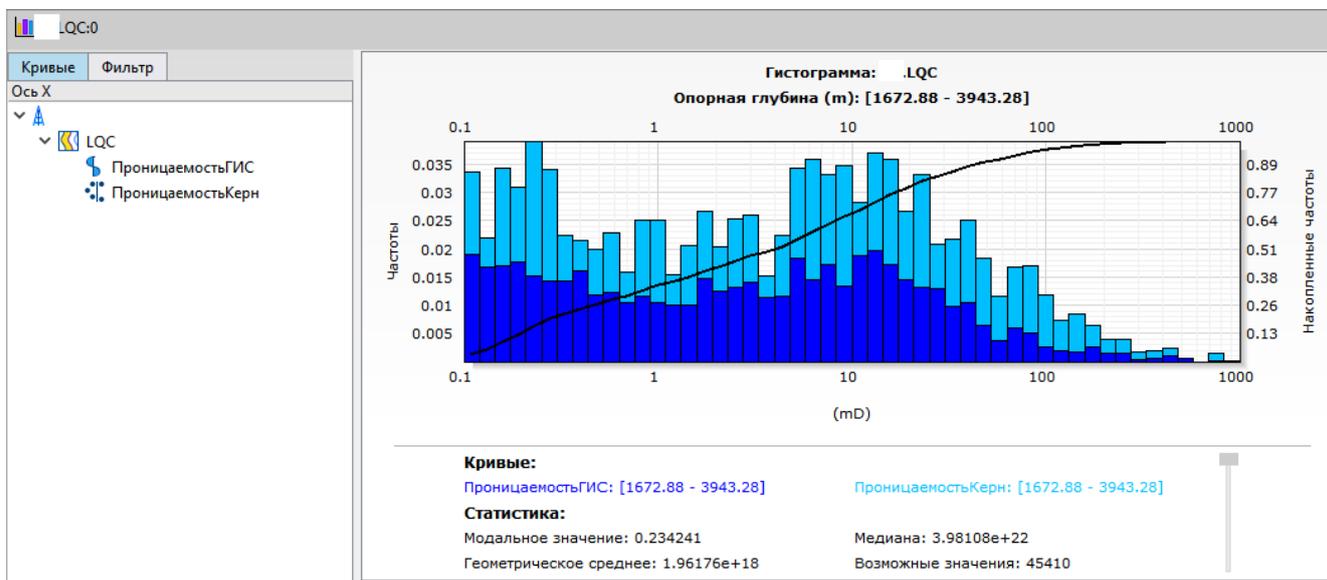


Рис.5.14: Гистограмма распределения проницаемости по керну и по ГИС в интервалах коллекторов скв.1

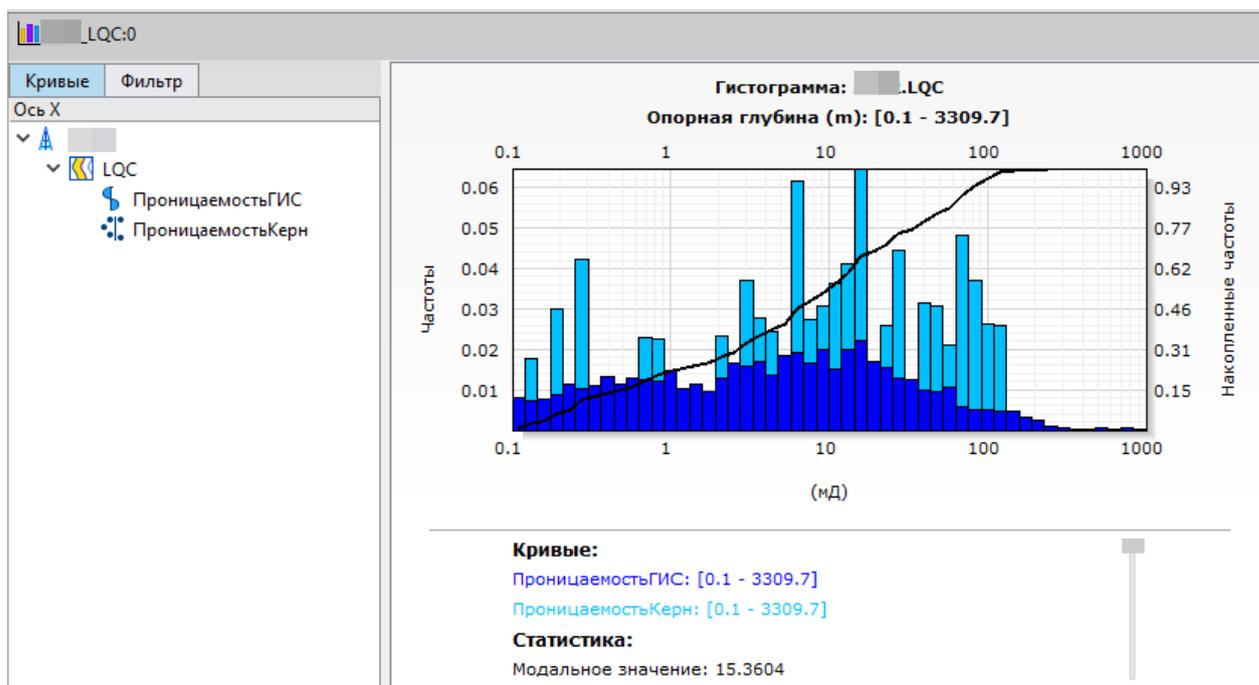


Рис.5.15: Гистограмма распределения проницаемости по керну и по ГИС в интервалах коллекторов скв.2

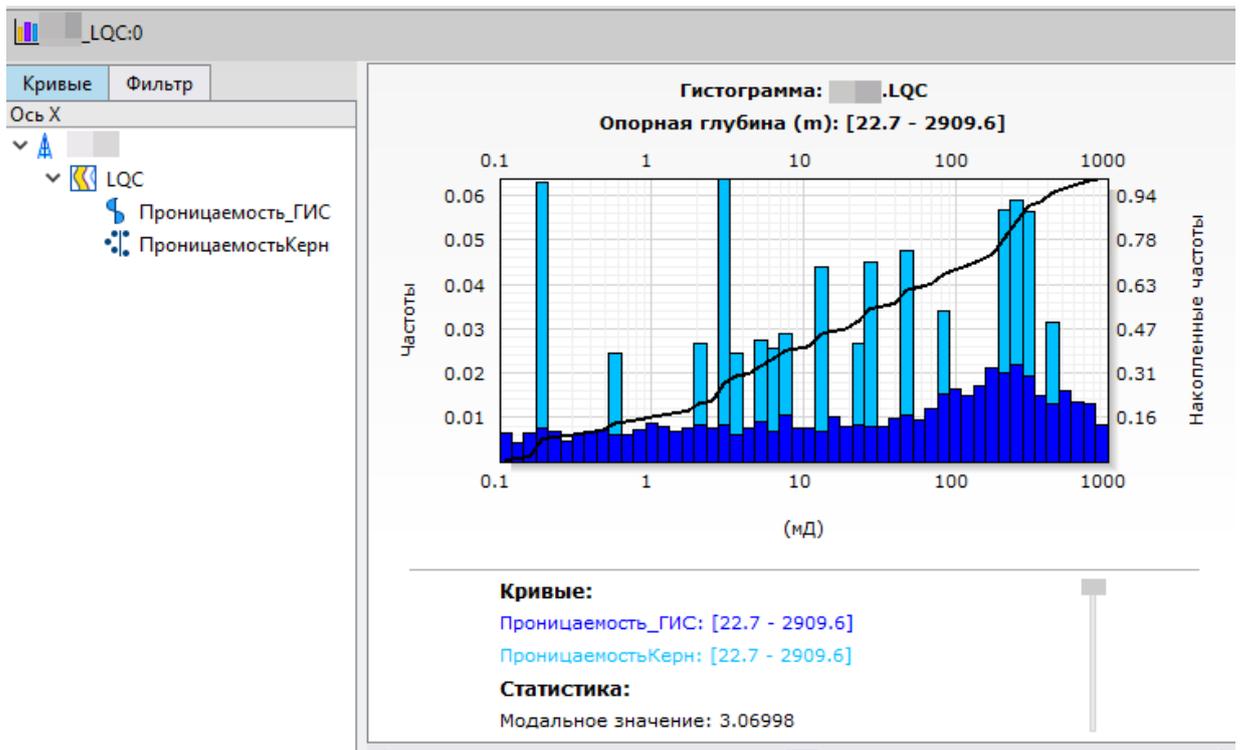


Рис.5.16: Гистограмма распределения проницаемости по керну и по ГИС в интервалах коллекторов скв.3

Объём образцов керна, на которых изучены величины проницаемости, ниже, чем пористости, поэтому зачастую характеристика проницаемости по керну неоднозначная при невысокой представительности керна. Представительность керна считается достаточной, если на 1 м разреза приходится не менее трех исследованных образцов керна. Ввиду небольшого количества пластов, соответствующих указанному критерию, для сопоставления проницаемости по ГИС и проницаемости по керну взяты пласты при количестве не менее 2 образца на 1 м. Сопоставление, приведённое на рисунках, свидетельствует о достаточной достоверности определения величины коэффициента проницаемости по данным ГИС только в интервалах с высокой представительностью изученного керна. Диапазон изменения проницаемости образцов при фиксированном значении пористости широкий. Соответственно, сопоставление констатирует это различие в величинах коэффициентов проницаемости при принятом фиксированном значении коэффициента пористости, за счёт чего достоверность определения $K_{пр}$ по данным ГИС получается невысокой.

На последней колонке по скважинам 1, 2, 3 (Приложения 1, 2, 3) выведены кривые проницаемости, сопоставленные с исследования на керне в интервале от 0,1 до 1000 мД. По скв.1 (Приложение 1) сходимость с керном достаточно высока, по скв. 2 и 3 (Приложения 2, 3) сложно оценить, исследования керна ограничены, но, конечно, сходимость была бы выше, имея большую представительность керна.

Таким образом, модальная проницаемость для коллекторов пластов БУ₈ (BU8), БУ₉ (BU9), БУ₁₀ (BU10), БУ₁₁ (BU11), БУ₁₂ (BU12) равна 41,33 мД, 24,07 мД, 13,08 мД, 8,83 мД и 8,0 мД соответственно. Проницаемость поскважинно представлена в таблице 4. В соответствии с таблицей 3 коллекторы Уренгойского месторождения относятся к среднепроницаемым.

5.4 Результаты определения глинистости

Коэффициент глинистости ($K_{ГЛ}$) вычислен по методу ПС по формуле [36]:

$$K_{ГЛ} = \frac{U_{ps} - U_{psmin}}{U_{psmax} - U_{psmin}}, \quad (5.8)$$

где U_{ps} — показания ПС; U_{psmin} — показания в чистых песчаниках; U_{psmax} — показания в глинах (рис.5.17).

Показания ПС увеличиваются в глинистых пластах, поэтому $K_{ГЛ}$ получается линейной зависимостью между уровнем песчаников и уровнем глин.

Интервалы чистых песчаников выбраны по минимальным показаниям ПС: 3022 м, 2800 м и 2706 м. В каждой скважине выбраны интервалы песчаников, изолированных от известняков, чтобы избежать завышений аномалий при взаимодействии бурового раствора с карбонатным цементом (см.п.5.2).



Рис.5.17: Определение линии песков (U_{psmin}) и линии глин (U_{psmax}) в скв.2

U_{psmin} равен -90 мВ, 47 мВ, 26 мВ по скв.1, 2, 3 соответственно

U_{psmax} равен -10 мВ, 112 мВ, 110 мВ по скв. 1, 2, 3 соответственно.

На предпоследней колонке по скважинам 1, 2, 3 (Приложения 1, 2, 3) выведены кривые глинистости в интервале от 0% до 100%, где 100% – глины, 0% – чистые песчаники. Цветом это подчеркнuto: чем темнее оттенок зеленого, тем ближе кривая к 100%.

Таким образом, модальная глинистость для коллекторов Уренгойского месторождения по пластам БУ₈ (BU8), БУ₉ (BU9), БУ₁₀ (BU10), БУ₁₁ (BU11), БУ₁₂ (BU12) равна 13,0%, 24,87%, 22,10%, 35,4% и 35,1% соответственно. Проницаемость по скважинам представлена в таблице 4.

5.5 Результаты определения нефтегазонасыщения

Оценка характера насыщенности коллекторов предусматривает их разделение на продуктивные нефтегазонасыщенные и водоносные. Оценка характера насыщенности коллекторов нижнемеловых отложений Уренгойского месторождения базировалась на использовании результатов испытания и критических значений коэффициентов водонасыщенности (K_B), установленных в результате специальных петрофизических исследований на образцах керна, поднятого из изучаемых отложений и соответствующих расчетов, выполненных по общепринятым алгоритмам. Исходной информацией послужили капилляриметрические и другие измерения (K_n , УЭС) на керне.

Коэффициент нефтегазонасыщения рассчитывается, как $1-K_B$, где K_B - коэффициент водонасыщения, который вычисляется по формуле Арчи-Дахнова (3.22) За ρ_v – удельное электрическое сопротивление пластовой воды принято значение лабораторных исследований керна 0,36 Омм, ρ_p взят по данным БК.

Коэффициенты a , m , n находилась по кросс-плотам данных лабораторных исследований керна (рис.5.18). В наличии имелись все параметры по скв.1, кроме K_B , входящий в оценку параметра насыщения. Обычно n принимают равным 2, при отсутствии необходимых параметров.

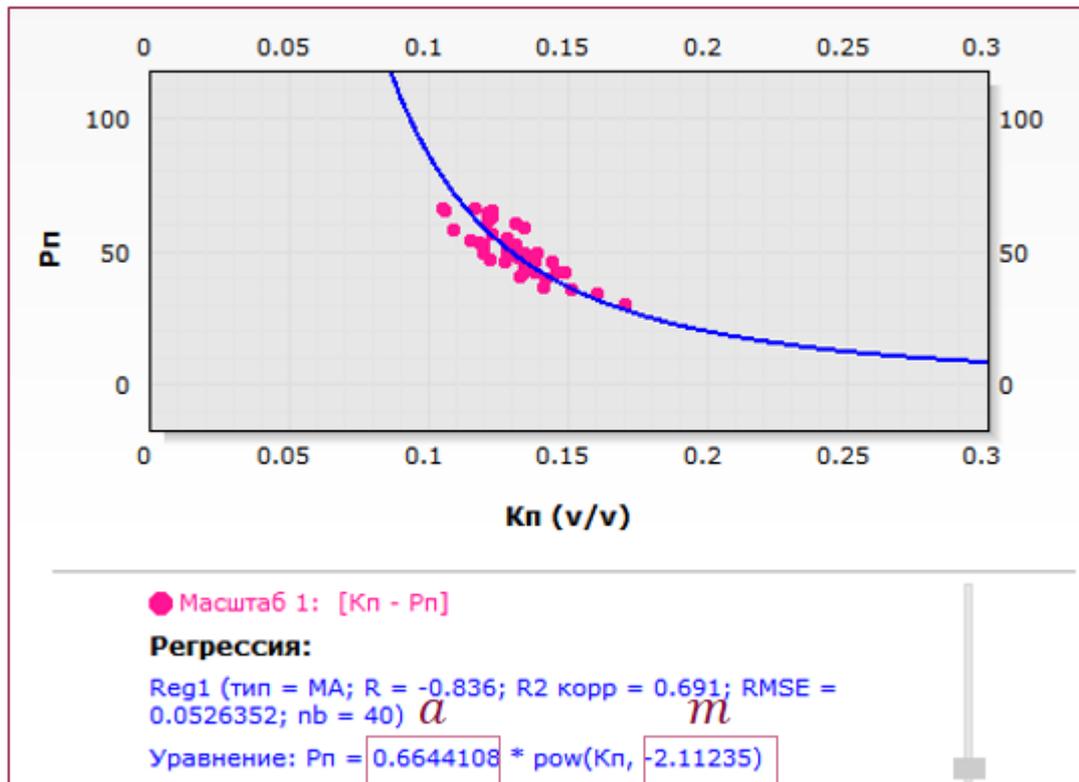


Рис.5.18: Кросс-плот P_n - K_n для определения коэффициентов a и m по скв.1

В настоящей работе использованы специальные формулы (3.29) - (3.31), предполагающие знание параметра P_n , который рассчитывался по формуле (3.26), сопротивление нефтенасыщенного пласта взято по данным БК, сопротивление водонасыщенного пласта – по формуле (3.25) с $\rho_v = 0,36$ Омм, $a = 0,66$, $m = 2.11$. В качестве K_n выбрана пористость, демонстрирующая лучшую сходимость по конкретной скважине с соответствующим керном: для скв.1 – K_n по ГГКП, для скв.2,3 – K_n по АК+ПС. Аналогично было точно посчитано нефтегазонасыщение по данным пористости по керну.

Рядом с колонкой литологии справа выведены кривые нефтегазонасыщения по формулам (3.29) – (3.31) и (3.28) в двух подряд идущих колонках соответственно, сопоставленные с полученным насыщением по керну. Кривые варьируются в интервале от 0% до 100% или цветом от красного до синего по скважинам 1 (рис.5.19), 2 (рис.5.120), 3 (рис.5.21)

На первый взгляд кажется, что кривые совпадают, но, на самом деле, в пределах значений есть отличия в $\pm 2-3\%$, что видно при оценке сходимости результатов определения по керну и по ГИС. Различия между методами ГИС определения нефтегазонасыщения связаны с разной спецификой методов определения и с ненадежно принятым $n = 2$.

Различия ГИС-методов с точечными результатами нефтегазонасыщения по керну исходят от изначально не полностью совпадающих значений пористости по ГИС и керну.

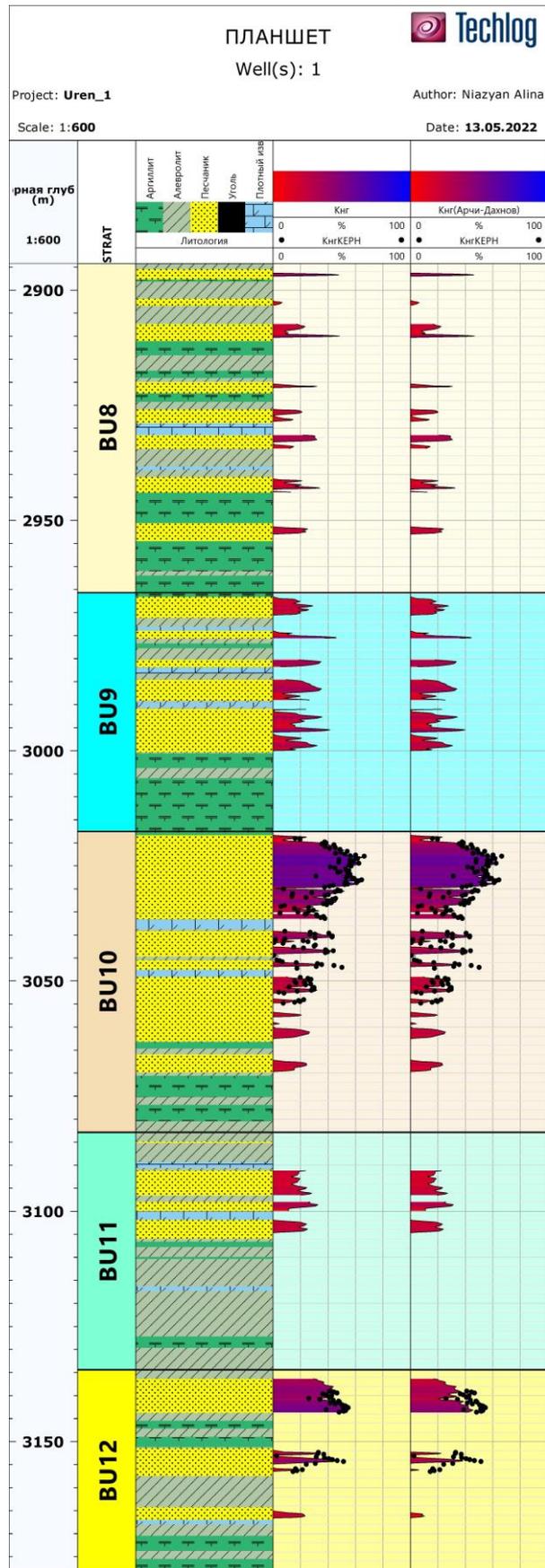


Рис.5.19: Сопоставление результатов определения нефтегазонасыщения по формулам (3.29)-(3.31) (Кнг) и по формуле (3.28) (Кнг(Арчи-Дахнов)) с нефтегазонасыщением по керну (КнгКЕРН) по скв. 1

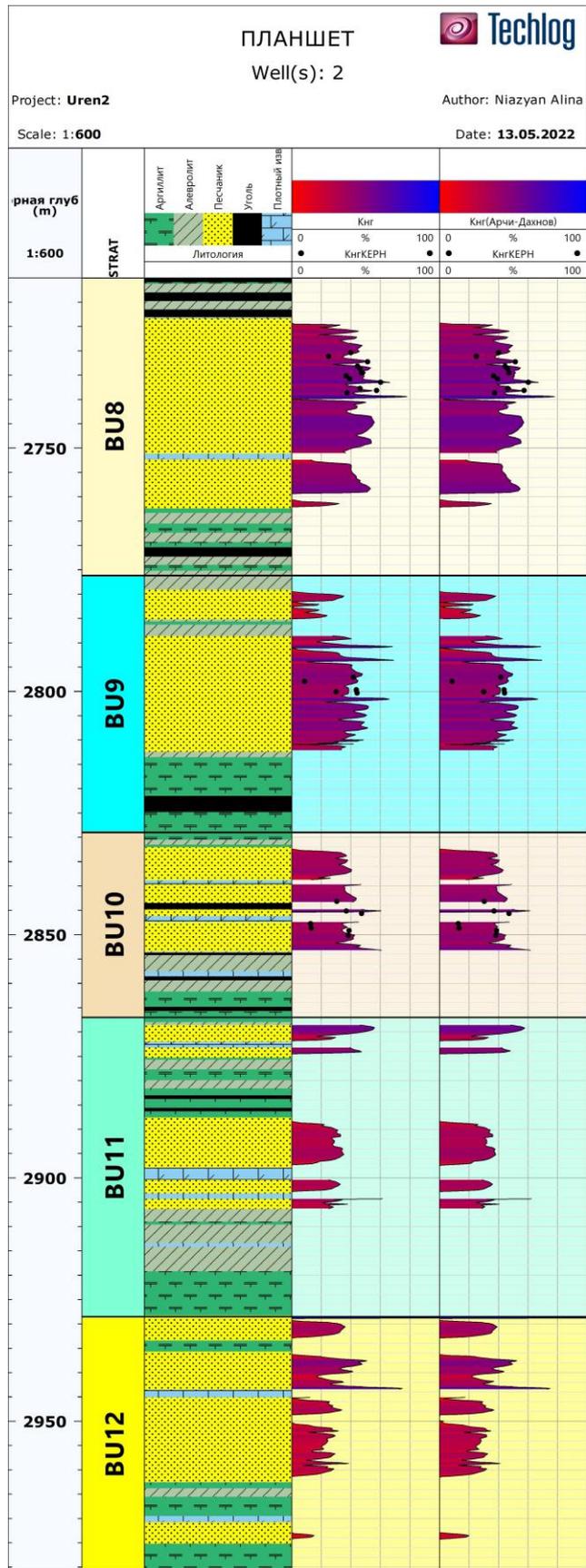


Рис.5.20: Сопоставление результатов определения нефтегазонасыщения по формулам (3.29)-(3.31) (Кнг) и по формуле (3.28) (Кнг(Арчи-Дахов)) с нефтегазонасыщением по керну (КнгКЕРН) по скв. 2

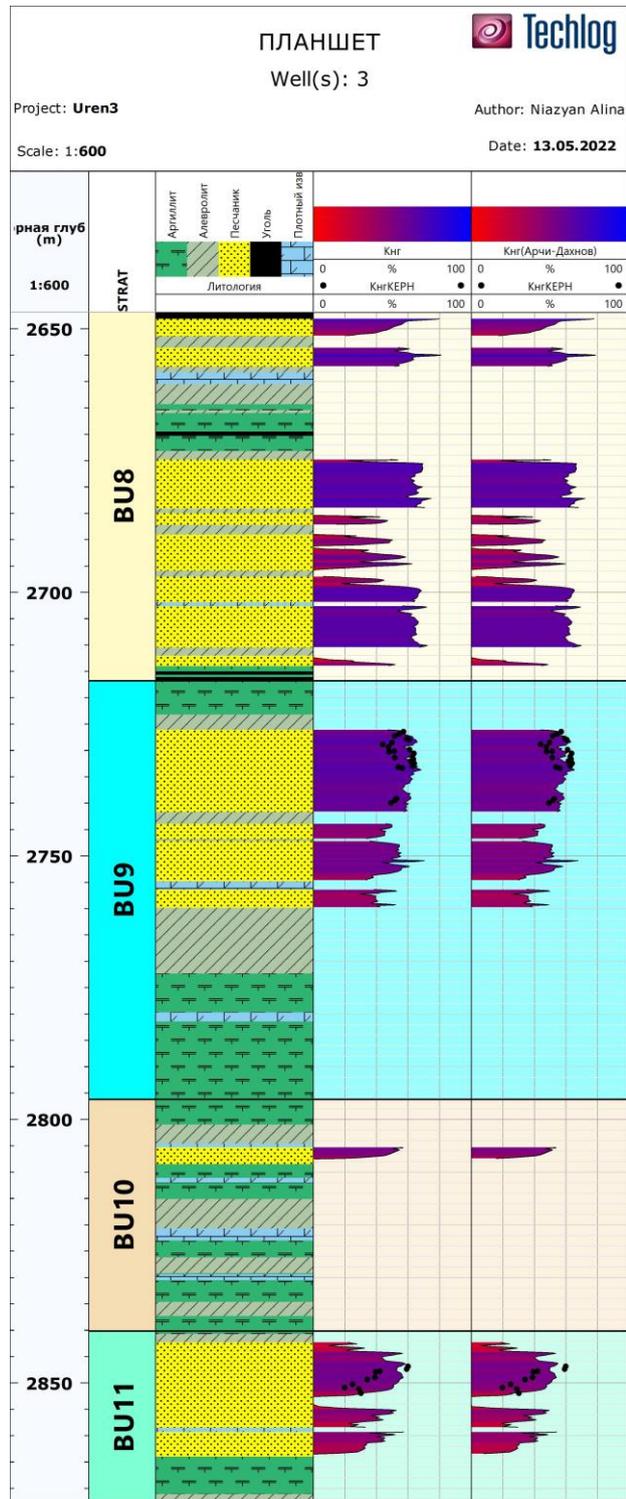


Рис.5.21: Сопоставление результатов определения нефтегазонасыщения по формулам (3.29) - (3.31) (Кнг) и по формуле (3.28) (Кнг(Арчи-Дахнов)) с нефтегазонасыщением по керну (КнгКЕРН) по скв. 3

Можно сказать, что все пласты БУ₈₋₁₂ (БУ8-12) по трем скважинам в разной степени продуктивны, модальные значения по пластам представлены в таблице 4.

Таблица 4. Значения коэффициентов пористости (Кп), проницаемости (Кпр), насыщения (Кнг), глинистости (Кгл) для коллекторов Уренгойского месторождения по трем скважинам

| Скважина | Пласт | Кп, % | Кпр. мДарси | Кнг, % | Кгл, % |
|--------------------------------------|-------|-------|-------------|--------|--------|
| 1 | БУ8 | 11.50 | 1.70 | 10.00 | 1.20 |
| | БУ9 | 14.00 | 11.00 | 17.70 | 25.00 |
| | БУ10 | 13.50 | 12.70 | 24.00 | 32.80 |
| | БУ11 | 13.50 | 5.20 | 16.00 | 18.80 |
| | БУ12 | 12.30 | 13.00 | 18.00 | 21.10 |
| 2 | БУ8 | 16.30 | 22.70 | 42.40 | 19.50 |
| | БУ9 | 15.20 | 15.20 | 37.00 | 17.00 |
| | БУ10 | 14.80 | 9.20 | 38.90 | 24.50 |
| | БУ11 | 13.80 | 14.00 | 32.00 | 36.40 |
| | БУ12 | 12.40 | 3.00 | 26.90 | 45.10 |
| 3 | БУ8 | 17.60 | 99.60 | 58.00 | 18.30 |
| | БУ9 | 18.00 | 46.00 | 55.00 | 32.60 |
| | БУ10 | 14.70 | 17.30 | 43.00 | 9.00 |
| | БУ11 | 15.30 | 7.30 | 47.50 | 51.00 |
| Средние значения по пластам | БУ8 | 15.13 | 41.33 | 36.80 | 13.00 |
| | БУ9 | 15.73 | 24.07 | 36.57 | 24.87 |
| | БУ10 | 14.33 | 13.07 | 35.30 | 22.10 |
| | БУ11 | 14.20 | 8.83 | 31.83 | 35.40 |
| | БУ12 | 12.35 | 8.00 | 22.45 | 33.10 |
| Средние значения по скважинам | 1 | 12.96 | 8.72 | 17.14 | 19.78 |
| | 2 | 14.50 | 12.82 | 35.44 | 28.50 |
| | 3 | 16.40 | 42.55 | 50.88 | 27.73 |

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе на базе литературных источников и фондовых данных проведен анализ геологического строения Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения и продуктивных терригенных коллекторов неокомского возраста.

Рассмотрены физические основы электрических, ядерно-геофизических и акустических методов каротажа и кавернометрия. Изучены методики определения параметров коллекторов по ГИС.

Обработка и интерпретация данных выполнялась с использованием программы Techlog. С использованием данных лабораторных измерений и данных каротажа по трем скважинам проведено изучение ФЕС коллекторов Уренгойского месторождения.

В настоящей работе пористость получена по данным каротажа ГГК-П, АК, ПС, ННК-Т, комплекса методов АК и ПС. Наиболее точно пористость определяется по данным метода ГГК-П и комплексу методов АК и ПС (получены наиболее близкие значения пористости к результатам измерений по керну). Пористость для коллекторов Уренгойского месторождения пластам БУ₈ (BU8), БУ₉ (BU9), БУ₁₀ (BU10), БУ₁₁ (BU11), БУ₁₂ (BU12) равна 15,13%, 15,73%, 14,33%, 14,20% и 12,35%

Различия в пористости по разным методам во многом связана с разной зависимостью различных методов каротажа от глинистости, рассеянной и слоистой, во многом контролирующей разрез Уренгойского месторождения. Коллекторы представлены песчаниками с глинистым цементом с глинистостью 13,0%, 24,87%, 22,10%, 35,4% и 35,1% для коллекторов БУ₈ (BU8), БУ₉ (BU9), БУ₁₀ (BU10), БУ₁₁ (BU11), БУ₁₂ (BU12) соответственно

Проницаемость определена по корреляционным связям типа керн-керн для каждой скважины, с учетом тех данных о пористости, демонстрирующих наилучшую сходимость с лабораторными исследованиями. Результаты проницаемости: БУ₈ (BU8) – 41,33 мД, БУ₉ (BU9) – 24,07 мД, БУ₁₀ (BU10) – 13,08 мД, БУ₁₁ (BU11) – 8,83 мД, БУ₁₂ (BU12) – 8,0 мД.

Коэффициент нефтегазонасыщения рассчитывается, как $1 - K_v$, где K_v - коэффициент водонасыщения, который вычисляется по формуле Арчи-Дахнова и по формулам из методических указаний, учитывающий параметр насыщения. За удельное электрическое сопротивление пластовой воды принято значение лабораторных исследований 0,36 Ом, удельное сопротивление пласта взято по данным БК, по скважине 1 выбрана пористость, полученная по методу ГГК-П, для скважин 2 и 3 – по методу АК в комбинации с ПС, как наиболее сопоставимые с керном. Итоговые значения нефтегазонасыщения: БУ₈ (BU8) – 36,8%, БУ₉ (BU9) – 36,57%, БУ₁₀ (BU10) – 35,30%, БУ₁₁ (BU11) – 31,83%, БУ₁₂ (BU12) – 22,45%.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Аплонов С.В., Титов К.В. Геофизика для геологов: Учеб. для вузов. СПб.: Изд-во С.-Петербур. ун-та, 2010. - с. 248;
2. Астафьева А.Д., Горбунова С.А. Типы терригенных пород – коллекторов пласта БУ₁₀₋₁₁ Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения//2-ая Всероссийская Школа студентов, аспирантов и молодых ученых по литологии. Екатеринбург, 2016. - с. 84-87;
3. Бородкин В.Н, Курчиков А.Р Материалы к уточнению стратиграфической схемы берриас-нижнеаптских отложений Западной Сибири с учетом клиноформного строения разреза//Геология и геофизика им. А.А. Трофимука СО РАН. Тюмень, 2010, т.51, №12. - с. 1631-1639;
4. Григорьев Н.А. Распределение химических элементов в верхней части континентальной коры. Уральское отделение РАН, Екатеринбург, 2009. - 383 с.;
5. Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. М., Недра, 1982. - 448 с.;
6. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А., Африкян А.Н. Геофизические исследования скважин: Учеб. для вузов. М., 2004. - 400 с.;
7. Еремеев В.В. Формирование нефтегазоносного потенциала мезозойских осадочных бассейнов Сибири и Атлантики. Геологический институт РАН, 2012. - с.27-33;
8. Знаменский В.В., Жданов М.С., Петров Л.П. Геофизические методы разведки и исследования скважин. М.: Недра, 1981. - 320 с.;
9. Итенберг С.С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин: Учебное пособие для вузов. М., 1987. - 375 с.;
10. Колдырев Ю.Ю. Литолого-петрофизическая модель «Месторождения-С» и её влияние на процесс разработки: Реферат. - 19 с.;
11. Комаров С.Г. Геофизические методы исследования скважин. М., 1973, 367 с.
12. Конторович А.Э., Андрусевич В.Е. Некоторые особенности геохимии углеводородов - биомаркеров в нефтях и нефтематеринских породах Западной Сибири // Результаты работ по Межведомственной региональной научной программе «Поиск» за 1992-1993 годы, ч. 2. Новосибирск, 1995. - с. 60-66;
13. Конторович В.А. Мезозойско-кайнозойская тектоника и нефтеносность Западной Сибири// Геология и геофизика СО РАН. Новосибирск, 2009, т. 50, № 4. - с. 461-474;
14. Кунин Н.Я., Иогансон Л.И. Геофизическая характеристика и строение земной коры Западной Сибири. М.: ИФЗ АН СССР, 1984. – 220 с.;

15. Кунин Н.Я., Сафонов В.С., Луценко Б.Н. Основы стратегии поисков месторождений нефти и газа (на примере Западной Сибири). Ч. I. - М.: ОИФЗ РАН, 1995. – 132 с.;
16. Латышова М.Г., Мартынов В.Г., Соколова Т.Ф. Практическое руководство по интерпретации данных ГИС. М., ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. – 327 с.;
17. Мараев И.А. Комплексная интерпретация результатов геофизических исследований скважин. Учебное пособие. М., 2013. – 95 с.;
18. Мейер В.А. Геофизические исследования скважин. Л., 1980. – 464 с.;
19. Мельников А.В. Перспективы нефтегазоносности неокомского и ачимовского НГК на территории Уренгойского региона и проведение поисково-оценочных работ. ТюмГНГУ. Тюмень, 2011. – с.157-161;
20. Нестеров И. И. Нефтяные и газовые месторождения Западной Сибири. М.: Недра, 1971. - 462 с.;
21. Нурғалиев Д.К., Косарев В.Е., Косарева Л.Р., Насыртдинов Б.М. Стандарт хранения данных каротажа LAS (версии 1.2 и 2.0). Учебное пособие. Казань: Казан. ун-т, 2012. – 23 с.;
22. Сараев А.К. Каротаж при изучении нефтегазоносных коллекторов Учебное пособие. СПб: Изд-во С.-Петербур. ун-та, 2021. - 188 с.;
23. Скважинная ядерная геофизика. Справочник геофизика. М., Недра, 1978. - 247 с.;
24. Сковородников И.Г. Геофизические исследования скважин: Курс лекций. Екатеринбург, УГГГА, 2008. – 456 с.;
25. Теодорович Г.И. Учение об осадочных породах. Л.: ГОНТИ, 1958. - 572 с.
26. Тихонова А.А. Особенности геолого-промысловых характеристик ачимовских отложений Уренгойского НГК месторождения и их влияние на выбор схемы разработки. ВКР. СПб.: С.-Петербур. ун-та, 2019. – 71 с.;
27. Хмелевской В.К., Костицын В.И. Основы геофизических методов: Учебник для вузов. Пермь: Перм. ун-т, 2010. - 400 с.;
28. Чепурной Я.Г. Применение альтернативных методик анализа геолого-геофизических для интерпретации сложнопостроенных коллекторов Кечимовского нефтяного месторождения (Западная Сибирь): Магистерская диссертация. Томск, 2017. – 103 с.

Фондовые материалы:

29. ООО «ЦНИП ГИС». Пересчет запасов газа, конденсата и нефти залежей неокомских отложений и пластов I-го объекта разработки Уренгойского месторождения по состоянию изученности на 01.01.09 г. Геологический отчет по договору № 276/05, гл.4;

30. ПАО «НК «Роснефть». Положение Компании «Создание и экспертиза петрофизических моделей и методики интерпретации ГИС нефтяных и нефтегазовых месторождений» № П1-01 СЦ-007 версия 1.00, утвержденное приказом от 06.02.2008г. № 46.;
31. ПХГ РАО «Газпром». Типовые и обязательные комплексы ГИС" (РД-51-1-93), 1993
32. Региональные стратиграфические схемы триасовых и юрских отложений Западной Сибири. Новосибирск: Изд-во СНИИГГиМС, 2004. - 111 с;
33. «Главтюменьгеология». Рекомендации по проектированию и проведению каротажных работ в скважинах поискового и разведочного бурения, 1989;
34. «Главтюменьгеология». Временные методические указания по проектированию и проведению геофизических исследований скважин поискового и разведочного бурения, 1989.

Интернет-ресурсы:

35. <https://geonedra.ru/2020/urengojskij/> - сайт «Геонедра»// Уренгойский участок СЛХ 2080
36. «Techlog Online Help 2015.3» - центр помощи Techlog

