

Санкт-Петербургский государственный университет

Институт наук о Земле

Теслин Иван Дмитриевич

Выпускная квалификационная работа

**Определение параметров коллекторов Кулгинского
нефтегазоконденсатного месторождения по данным комплекса
методов каротажа**

Основная образовательная программа бакалавриата
«Нефтегазовое дело»

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

_____.
(подпись руководителя)

« » _____ 2022

Научный консультант:
А.А. Гомонов

_____.
(подпись консультанта)

« » _____ 2022

Санкт-Петербург
2022

АННОТАЦИЯ

Изучены возможности и особенности применения комплекса методов каротажа при определении параметров продуктивных коллекторов Кулгинского нефтегазоконденсатного месторождения. Рассмотрены методы каротажа и методики определения фильтрационно-емкостных параметров продуктивных отложений месторождения. На основе использования методик и петрофизических зависимостей, полученных в результате лабораторных исследований керна, выполнены анализ и интерпретация данных по скважинам с помощью программного обеспечения Techlog. По результатам работ выделены продуктивные коллекторы пластов васюганской ($Ю_{1-1}$ и $Ю_{1-2}$) и тюменской ($Ю_4$, $Ю_5$ и $Ю_6$) свит и определены такие параметры, как пористость, проницаемость, нефтенасыщенность коллекторов.

Объем работы составляет 90 страницы, которые включают в себя 51 рисунок, 7 таблиц, 1 приложение. Содержание состоит из 4 глав, поделенных на подглавы. Было использовано 13 источников.

Ключевые слова: геофизические исследования скважин, каротаж, коллектор, параметры пород-коллекторов, петрофизические исследования скважин.

ОГЛАВЛЕНИЕ

АННОТАЦИЯ.....	2
СПИСОК ПРИНЯТЫХ ТЕРМИНОВ И СОКРАЩЕНИЙ.....	5
ВВЕДЕНИЕ	6
1. ФИЗИКО-ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА КУЛГИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	7
1.1 Общая характеристика района и Кулгинского месторождения.....	7
1.2 Тектоника.....	10
1.3 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза Кулгинской площади.....	11
1.4 Нефтегазоносность Кулгинской площади.....	20
2. МЕТОДЫ КАРОТАЖА, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ ПРИ ВЫДЕЛЕНИИ КОЛЛЕКТОРОВ И ОПРЕДЕЛЕНИИ ИХ ПАРАМЕТРОВ НА КУЛГИНСКОЙ ПЛОЩАДИ.....	25
2.1 Каротаж сопротивлений (КС).....	25
2.2 Боковое каротажное зондирование (БКЗ)	28
2.3 Боковой каротаж (БК).....	29
2.4 Микрозонды КС	31
2.5 Каротаж самопроизвольной поляризации (ПС).....	32
2.6 Индукционный каротаж (ИК).....	35
2.7 Метод высокочастотного индукционного каротажного изопараметрического зондирования (ВИКИЗ)	38
2.8 Гамма-каротаж (ГК).....	39
2.9 Плотностной гамма-гамма каротаж (ГГК-П).....	42
2.10 Нейтронный каротаж (НК).....	44
2.10.1 Нейтронный гамма-каротаж (НГК)	44
2.10.2 Нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (ННК-Т).....	46
2.11 Акустический каротаж (АК)	47
2.12 Кавернометрия	48
3. МЕТОДИКИ ВЫДЕЛЕНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ ИХ ПАРАМЕТРОВ....	50
3.1 Литологическое расчленение разрезов	50
3.2 Выделение коллекторов по качественным и количественным критериям	52
3.3 Изучение характера насыщения коллекторов, отбивка контактов	55
3.4 Методика определения пористости коллекторов	58
3.4.1 Определение пористости по данным метода ГГК-П.....	59
3.4.2 Определение пористости по методу АК	60
3.4.3 Определение пористости по методу НК	61

3.4.4	Определение пористости по методу ПС	63
3.5	Методика оценки проницаемости коллекторов	64
3.6	Методика определения нефтенасыщенности коллекторов	66
3.7	Программа обработки данных каротажа Techlog	70
4.	РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПЛЕКСА КАРОТАЖА НА КУЛГИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	71
4.1	Выделение коллекторов и изучение их строения	71
4.2	Определение пористости.....	75
4.3	Оценка проницаемости	79
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	86
	СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	88
	ПРИЛОЖЕНИЯ	89

СПИСОК ПРИНЯТЫХ ТЕРМИНОВ И СОКРАЩЕНИЙ

- АК – акустический каротаж
- БК – боковой каротаж
- БКЗ – боковое каротажное зондирование
- ВИКИЗ - высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование
- ВНК – водонефтяной контакт
- ГВК – газовой контактный
- ГГК-П – плотностной гамма-гамма каротаж
- ГИС – геофизические исследования скважин
- ГК – гамма-каротаж
- ГНК – газонефтяной контактный
- ИК – индукционный каротаж
- КС – каротаж сопротивлений
- ЛУ – лицензионный участок
- МГЗ – микроградиент-зонд
- МПЗ – микропотенциал-зонд
- НГГЗК – нефтегазоносный горизонт зоны контакта
- НГК – нейтронный гамма каротаж
- НК – нейтронный каротаж
- ННК-Т - нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам
- ПО – программное обеспечение
- ПС – каротаж самопроизвольной поляризации
- УВ – углеводороды
- УВС – углеводородное сырье

ВВЕДЕНИЕ

Освоение Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции – одной из крупнейших по запасам в России, в состав которой входит Кулгинское месторождение, началось в 1950-60-ые годы. За прошедшие годы в данной нефтегазоносной провинции было открыто более 500 месторождений нефти, газа и газоконденсата. В ходе поиска и разведки месторождений важнейшее место занимало применение различных наземных и скважинных геофизических методов.

Так как бурение с отбором керна является дорогостоящим, его не всегда применяют, поэтому важнейшей и неотъемлемой частью работ является применение различных методов каротажа для решения геологических и технических задач, таких как: литологическое расчленение разреза, изучение физических свойств пород, поиск и выделение перспективных и продуктивных горизонтов, определение параметров коллекторов, подсчет запасов и др.

На территории Кулгинского месторождения основные скопления углеводородов связаны с отложениями тюменской и васюганской свит юрского периода, сложенными терригенным материалом с прослоями углей.

Цель работы: изучить возможности и особенности применения комплекса методов каротажа при определении параметров продуктивных коллекторов Кулгинского месторождения.

Задачи работы:

- Изучить физико-геологические особенности Кулгинского месторождения.
- Рассмотреть методы каротажа, применяемые на изучаемой территории.
- Изучить методики определения параметров коллекторов на основе данных каротажа и данных, полученных в результате лабораторных исследований керна.
- Изучить программу обработки данных каротажа Techlog
- Провести интерпретацию данных каротажа для выделения коллекторов и определения их параметров

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

1. ФИЗИКО-ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА КУЛГИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

1.1 Общая характеристика района и Кулгинского месторождения

Кулгинское месторождение располагается на территории Парабельского района Томской области. Областной центр г. Томск находится в 380 км, районный центр п. Парабель в 228 км. Исследуемая площадь входит в состав Южно-Пудинского лицензионного участка (ЛУ), на территории которого также находятся Солоновское, Смоляное и Южно-Табганское нефтяные месторождения (рисунок 1). В непосредственной близости от площади работ нет крупных населённых пунктов.

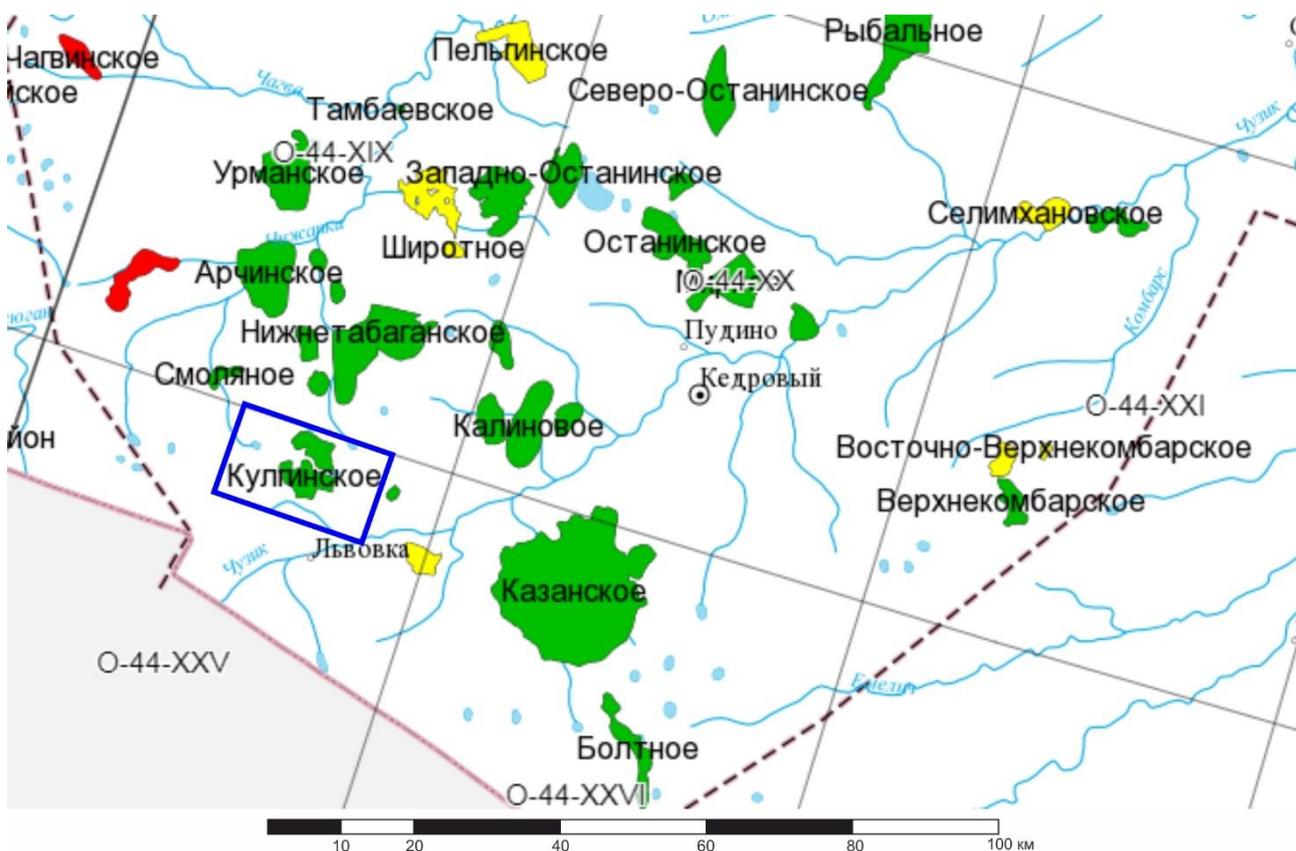


Рисунок 1. Расположение Кулгинского месторождения (обведено синими линиями) [12]

В географическом плане Южно-Пудинский ЛУ находится на юго-востоке Западно-Сибирской равнины, в пределах интенсивно заболоченной Васюганской равнины (рисунок 2).

Континентальный климат района характеризуется непродолжительным теплым летом (температура достигает $+37^{\circ}\text{C}$ в июле) и длинной холодной зимой (до -55°C – в январе). До половины дней в году характеризуется наличием осадков, а среднегодовое количество атмосферных осадков оценивается в 476 ± 68 мм. В летний период выпадает наибольшее количество осадков (70 ± 30 мм в месяц), на конец периода отрицательных температур приходится наименьшее (14 ± 9 мм в месяц). Годовое количество осадков почти в 1.5 раза превышает норму испарения.

Снежный покров достигает 1.0-1.5 м в толщине. Средняя дата устойчивого промерзания грунтов приходится на 27 октября, а полного оттаивания - на 3 июня. Средняя глубина промерзания почвы составляет 100 см, на возвышенностях глубина может достигать 120-150 см, а в низинах – 50-70 см.

В зимний период ветра преимущественно направлены на ю-з и ю-в, а в летний на с-з и север. Средняя годовая скорость ветра составляет 3.8 м/сек.

Растительность территории болотного и таежного типов. Более чем на половину территория покрыта смешанным лесом и заболочена. Заболоченность составляет 30%, залесенность – 70%. Болота сильно обводнены и имеют слой торфа до 10 метров. Животный мир является типичным для сибирской тайги.

В пределах Южно-Пудинского ЛУ слабо развита автодорожная сеть. На территории работ отсутствует всесезонная дорожная сеть с твердым покрытием. Перемещение по площади работ, а также подъезд к ней осуществляется по специально прорубленным просекам на гусеничном и вездеходном транспорте.

Экономическая освоенность района слабая, за исключением нефтедобывающей промышленности. Город Кедровый является базовым для обустройства и освоения месторождения. В нём имеются все необходимые предприятия социального и технического плана, в том числе ремонтные и материально-технические базы.

От нефтепровода «Игольско - Таловое – Урманское – Герасимовское» на территорию ЛУ проведена отдельная ветка («Урманское–Кулгинское»).

Расстояние до ближайшего магистрального нефтепровода – 220 км, ведомственного – 40 км, нефтеперекачивающей станции – 100 км.

Разведанных месторождений других полезных ископаемых на Южно-Пудинском участке нет.

1.2 Тектоника

Исследуемое месторождение располагается в южной части Западно-Сибирской плиты, в которой выделяются два структурных этажа: доюрские отложения и мезозойско-кайнозойские отложения осадочного чехла.

По образованиям нижнего структурного этажа Кулгинское месторождение находится в юго-восточной части Центрально-Западно-Сибирской складчатой системы, которая имеет герцинский возраст консолидации. Расположено месторождение в центральной части Нюрольского погруженного блока Межовского срединного массива (рисунок 3). Отложения блока представлены карбонатными, терригенно-карбонатными и терригенными толщами среднего палеозоя значительной мощности.

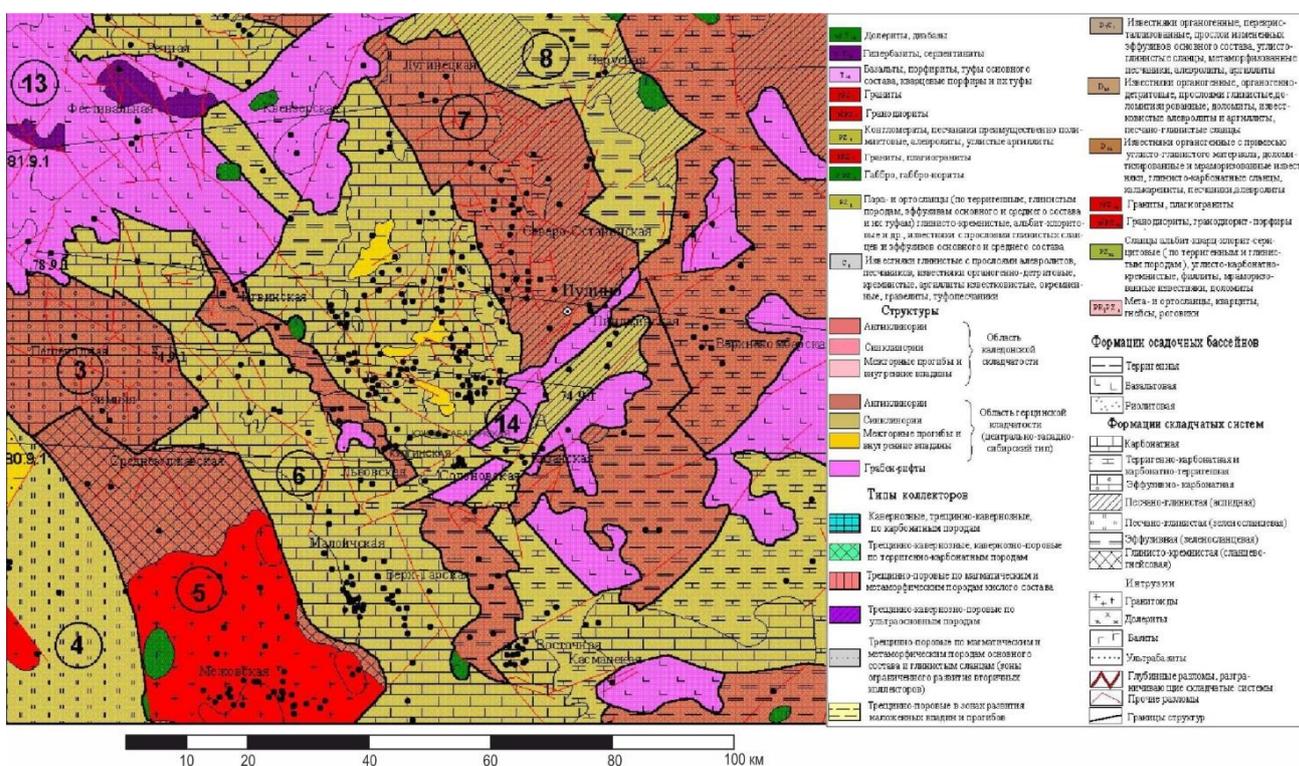


Рисунок 3. Фрагмент «Структурно-формационной карты по поверхности доюрских образований южной части Томской области» [10].

Цифры: 3 – Верхневасюганский антиклинорий; 4 – Кыштовский прогиб; 5 – Межовский срединный массив, к которому приурочено Кулгинское месторождение; 6 – Нюрольский складчатый покров на Межовском срединном массиве; 7 – Васюган-Пудинский антиклинорий; 8 – Айтольсикий синклиний; 9 – Назино-Сенькинский антиклинорий; 12 – Колтогорско-Уренгойский грабен-рифт; 13 – Усть-Тымский грабен-рифт; 14 – Чузинский грабен-рифт;

По образованиям осадочного чехла Кулгинское месторождение располагается в пределах Табаганской мезоседловины – промежуточной структуры второго порядка (рисунок 4). Данная структура является зоной сочленения Пудинского мегавала на северо-востоке и Тарского мегавала на юго-западе рассматриваемой территории. Мезоседловина осложнена довольно большим количеством локальных поднятий, среди которых наиболее крупными являются: Калиновое, Урманское, Арчинское и Нижнетабаганское.

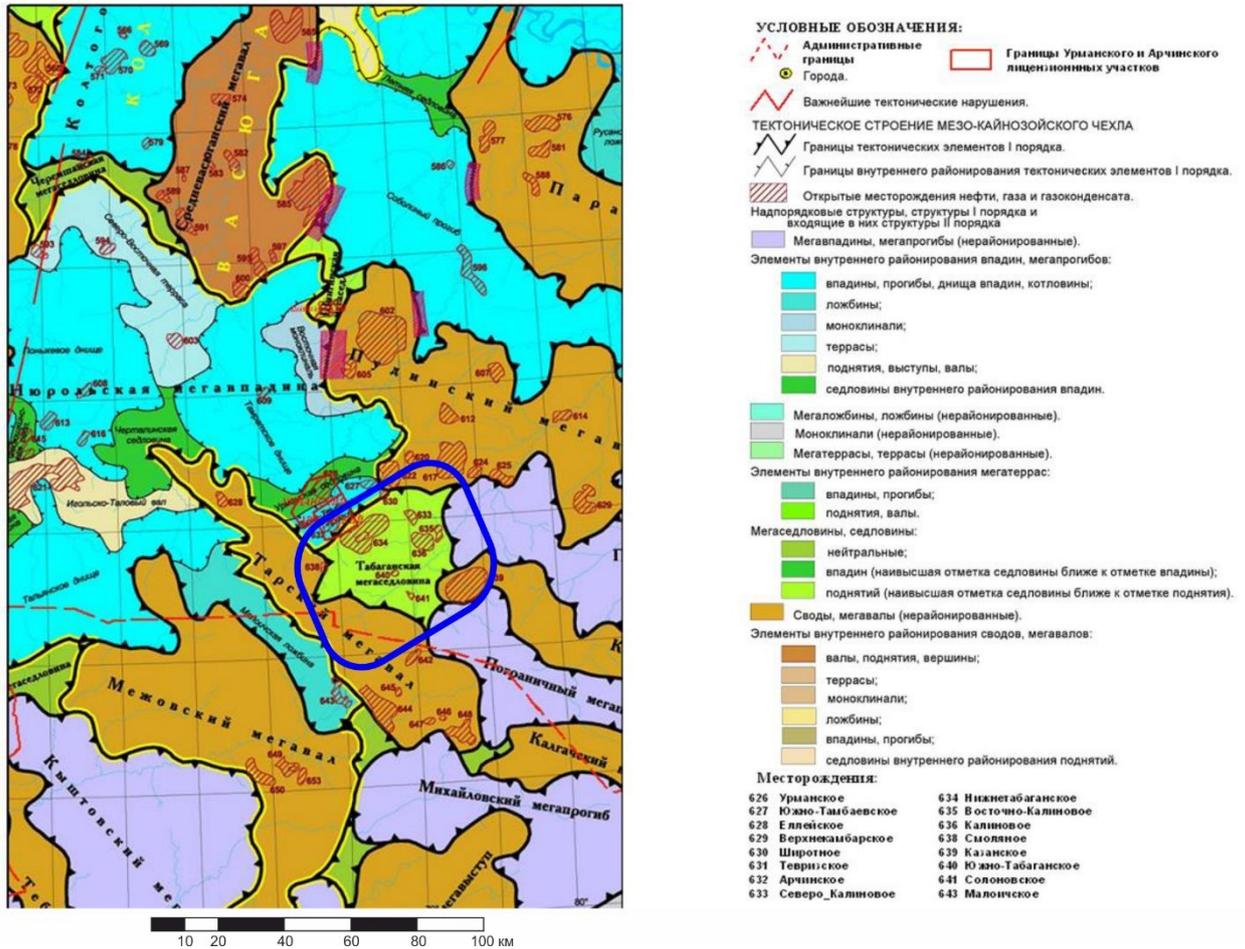


Рисунок 4. Фрагмент тектонической карты Западно-Сибирской плиты. Синим контуром показана Табаганская мезоседловина [10]

1.3 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза Кулгинской площади

Породы разреза Кулгинской площади представлены палеозойскими отложениями доплатформенного комплекса девонской системы и мезозойско-кайнозойскими осадочными отложениями платформенного чехла юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной систем. Осадочный чехол расчленён на свиты, имеющие местное название. Сводный литолого-стратиграфический разрез месторождения представлен в приложении 1.

Палеозойская эратема (Pz)

Отложения палеозойской эратемы на территории Кулгинского месторождения представлены породами девонской системы. Накопление данных отложений происходило в зоне сочленения шельфового склона и мелководной равнины, в результате чего площадь оказалась в переходной зоне от рифогенно-аккумулятивного к бассейновому типу разреза.

Девонская система(D)

В девонских отложениях выделено два типа разреза: карбонатный, который характерен для условий рифогенно-аккумулятивного формирования осадков, и кремнисто-глинистый, который характерен для условий бассейнового осадконакопления.

Преимущественно на Кулгинском месторождении представлены карбонатные отложения среднего девона герасимовской свиты. Однако одна скважина находится в зоне распространения карбонатных пород нижнего девона солоновской и биазинской нерасчлененных свит.

Нижний отдел(D₁)

Солоновская свита. Отложения свиты представляют собой переслаивание серых, светло-серых и темно-серых до черных скрыто и мелкокристаллических, местами брекчированных известняков с прослоями калькаринитов. Местами породы окремнены и встречаются прослой глинистых известняков.

Биазинская свита. Отложения свиты представлены известняками серого и темно-серого цвета, пелитоморфными и обломочными, редко встречаются глинистые разности.

Средний отдел(D₂)

Герасимовская свита. Разрез свиты сложен карбонатными фациями мелководного эпиконтинентального шельфа, куда привносилось небольшое количество глинистого материала.

Отложения представлены кремовыми и серыми известняками и доломитами, слоистыми и массивными, сгустково-комковатыми с обломками раковин двустворок и кораллов. Сгустки и комочки сложены микрокристаллическим кальцитом и имеют размер 0,05-1 мм. Встречается обедненная фауна, а также наблюдается пятнистость в окраске, что связано с разным количеством глинистого материала. В кровле свиты известняки переходят в темно-серую выветрелую, сцементированную глинисто кремнистым материалом брекчию или в глинистые породы коры выветривания.

Кора выветривания. По отложениям палеозоя развиты древние коры выветривания мощностью от нескольких до десятков метров. Возраст с некоторой долей условности можно принимать позднепермско-раннетриасовым.

На Кулгинском месторождении кора выветривания вскрыта несколькими скважинами. Отложения представлены серыми с чуть буроватым оттенком крепкими брекчиями, сидеритизированными, интенсивно выветрелыми. Обломки сцементированы цементом глинисто-кремнистого состава и на отдельных участках ориентированы послойно, формируя крутонаклонную, волнистую, местами тонкую слоистость.

Поверхность доюрского основания отождествляется с отражающим горизонтом Ф2, и согласно структурной карте по данному горизонту на территории месторождения фундамент залегает на глубинах 2800-3150 м [10].

На доюрских отложениях с крупным стратиграфическим несогласием залегают осадочные породы мезозойско-кайнозойского чехла.

Мезозойская эратема(Mz)

Отложения мезозоя на территории месторождения представлены породами юрской и меловой систем.

Юрская система(J)

Отложения Юрской системы на исследуемой территории прослеживаются повсеместно, вскрыты всеми скважинами и имеют общую мощность от 420 до 518 м [10].

Нижний отдел(J₁)

Тогурская свита. Свита представлена отложениями серых, темно-серых до черных, с зеленовато-бурым оттенком аргиллитами. Аргиллиты плотные, массивные, крепкие, с полураковистым и раковистым изломом, иногда плитчатые, редко комковатые, встречаются включения обуглившихся растительных остатков, сидеритизированные и слюдистые. В ряде случаев наблюдается окремнение и известковистость. Слабая слоистость обусловлена прослоями песчаников или алевролитов. К сводовой части отложения свиты выклиниваются.

Породы тогурской свиты в Нюрольской впадине обогащены органическим веществом и могут обладать нефтематеринскими свойствами. Наряду с этим аргиллиты тогурской свиты могут являться и хорошей покрышкой для возможных залежей углеводородов в нижележащих пластах. Мощность свиты варьируется от 19,9 м до 29,1 м [10].

Салатская свита, нижняя подсвита. Нижняя подсвита мощностью 46-54 м представлена переслаиванием алевролитов углистых с песчаниками серыми от грубозернистых до глинистых с остатками флоры. Пласт Ю₁₅.

Средний отдел(Ж₂)

Салатская свита, верхняя подсвита. Верхняя подсвита состоит из пласта У₁₄ и аналога радомской пачки, которая сложена глинами уплотненными, темно-серыми, иногда битуминозными, углистыми с прослоями песчаников и алевролитов. Отложения свиты вскрыты пятью скважинами, пробуренными на участке. Средняя мощность свиты порядка 58 м [10].

Тюменская свита. Отложения свиты представляют собой неоднородную песчано-алеврито-глинистую толщу с прослоями углистых аргиллитов и углей. Накопление осадков происходило в обстановке сильно выравненного континентального рельефа. На участке работ тюменская свита представлена нижней, средней и верхней подсвитами.

В разрезе тюменской свиты выделяется 13 угольных пластов, угленосные уровни служат литостратиграфическими маркерами. Наиболее выдержанные по простиранию и значительны по толщине угольные пласты У₁₃, У₁₂, У₁₀, У₉, У₈, У₄. Наибольшее латеральное распространение и значительную толщину (до 16,7 м) имеет угольный пласт У₁₀, который является региональным сейсмостратиграфическим репером.

Нижняя подсвита (вымский горизонт) представлена песчаными пластами Ю₁₁₋₁₄, разделенными углями и углисто-глинистыми пачками.

Средняя подсвита (леонтьевский горизонт) включает в себя комплекс отложений между угольными реперами У₆₋₉ байосского возраста. Характерным для разрезов подсвиты является присутствие относительно мощных, трассируемых на значительные расстояния пластов углей, которые служат основными реперами при корреляции отложений. Угольные пласты У₆, У₈, У₉ обычно имеют значительные мощности и выдержаны по простиранию. Соответственно реперным углям выделяются и индексируются песчаные резервуары, разделённые глинисто-алевролитово-углистыми пачками.

Песчаные пласты среднетюменской подсвиты между угольными пластами У₆ и У₉ проиндексированы как Ю₇₋₉, иногда имеют значительную мощность, но не прослеживаются по площади. Песчаные пласты генетически связаны с аллювиально-пойменными седиментационными циклами, вследствие чего при значительных толщинах песчаники не имеют латерального прослеживания.

Регионально выдержанным является пласт Ю₁₀, залегающий в подошве среднетюменской подсвиты и подстилаемый пластом У₁₀. Песчаный пласт Ю₁₀ представлен

песчаниками светло-серыми, от мелко до крупнозернистых, средне-крепкосцементированными, неоднородными как по площади, так и по разрезу.

В верхней подсвите байосс-батского возраста выделяются песчаные пласты Ю₂₋₆. Для отложений характерны маломощные, но многочисленные пласты углей. Нижняя граница подсвиты проводится здесь по кровле углистой пачки У₇, а верхняя контактирует с морскими глинистыми породами васюганской свиты. В состав подсвиты входят углистые пачки У₂₋₆ и песчаные пласты Ю₂₋₆.

По сравнению со средней подсвитой верхняя характеризуется увеличением доли песчаного материала. Толщины проницаемых пропластков достигают 36,8 м. По площади пласты не выдержаны.

Байос-батские песчаники имеют в основном косую, волнистую и горизонтальную слоистость. Это мелко-, реже средне- и крупнозернистые разности по составу полевошпатово-кварцево-граувакковые, кварц-граувакковые с остатками обугленного растительного детрита. Обломочный материал в основном хорошо окатан, хорошей, средней, реже плохой сортировки. Цемент глинистый, глинисто-известковистый, порового, порово-плёночного, реже базального типа. Аргиллиты тёмно-серые и чёрные, плотные, часто сидеритизированные, обогащённые углистым и песчано-алевролитовым материалом. В составе глинистого вещества присутствует каолинит, гидрослюда, меньше хлорит. В верхней части байос-батских отложений (пласты Ю₂₋₄) часто отмечаются следы взмучивания и оползания осадка, ходы роющих организмов и знаки придонной ряби, имеются находки макро- и микрофауны.

Общая мощность отложений тюменской свиты в районе исследований изменяется от 298 м до 322 м [10].

Васюганская свита. Васюганская свита, сложенная песчаниками и алевролитами с прослоями аргиллитов и углей, является основным регионально продуктивным горизонтом Ю₁, в составе которого выделяется песчаные пласты Ю₁¹, Ю₁², Ю₁^М, Ю₁³ и Ю₁⁴. Первые четыре пласта отделяются друг от друга угольными пропластками.

Подугольная толща выделяется во всех разрезах скважин, пробуренных на Кулгинском месторождении. Её мощность находится в прямой зависимости от толщин песчаных пластов, слагающих толщу осадков. В кровле подугольной толщи находится угольный пласт У₁ или пропласток углистого аргиллита, который служит нижней границей межугольной толщи, которая разделяет подугольную и надугольную. На Кулгинском месторождении в объеме подугольной толщи выделяются выдержанные по площади и по разрезу песчаные пласты Ю₁⁴, Ю₁³, которые представлены фациями прибрежно-морского генезиса. По месторождению мощность отложений изменяется от 25 до 35 м [10].

Межугольная толща имеет очень пестрый литологический состав и генетически неоднородна. Это фации прибрежных равнин: русловые, междорусловые, озёрные, озёрно-болотные. Характерно спорадическое распространение песчаных пластов, при котором в расположенных на незначительных расстояниях скважинах их эффективная мощность может резко меняться. В целом песчаники межугольной пачки отличаются низкими коллекторскими свойствами и сильной латеральной изменчивостью. Период максимума регионального падения уровня моря, приходящегося на начало формирования межугольной толщи, сопровождался интенсивной эрозией верхней части подугольной толщи. В региональном плане, в пределах Чузикско-Чижапской зоны, с востока на запад межугольная толща клином вдаётся в песчаники горизонта Ю₁, развиваясь на западе за счёт перекрывающих пород надугольной толщи, а на востоке – за счёт подстилающих и перекрывающих образований подугольной и надугольной толщ, соответственно. Пласт индексируется как Ю₁^М.

Надугольная толща, составляющая верхнюю часть нефтеносного горизонта Ю₁, залегает между угольным пластом У₁ (или его аналогом – углистым аргиллитом) и подошвой георгиевской свиты, а в случае отсутствия последней – подошвой баженовской свиты. Формирование продуктивных пластов Ю₁² и Ю₁¹ происходило в прибрежно-морских условиях. Представлены они преимущественно песчаными образованиями мелководных зон и зон пляжей, которые обычно являются лучшими коллекторами для нефтенакпления. В наиболее полных разрезах пласты Ю₁² и Ю₁¹ хорошо обособлены разделяющей их глинистой пачкой или поверхностью размыва. Однако во многих разрезах надугольная толща представлена в неполном объёме. За счёт размыва в начале или конце позднего оксфорда из разреза выпадают пласт Ю₁² или Ю₁¹, или иногда оба пласта. Глинисто-алевролитовые прослои, разделяющие пласты Ю₁², Ю₁¹, не выдержаны по латерали, поэтому разграничение пластов иногда возможно только за счёт их литологической неоднородности. Возраст пласта Ю₁¹ определяется как оксфорд-кимериджский, пласта Ю₁² – верхний оксфорд.

Песчаники васюганской свиты серые, буровато-серые. Алевролиты – серые, светло-серые, буровато-серые, в нижней части разреза песчаные и песчанистые, в верхней – глинистые и известковистые, часто сидеритизированные. Слоистость пород косая, горизонтальная и перекрестная.

По условиям осадконакопления отложения горизонта Ю₁ подразделяются на трансгрессивную серию, включающую отложения надугольной пачки и регрессивную, объединяющую осадки подугольной и межугольной пачек.

Общая мощность васюганской свиты колеблется от 61 до 76 м [10].

Верхний отдел(Јз)

Георгиевская свита. Представлена аргиллитами черного цвета с редкими линзами песчаников (горизонт Ю₁⁰) морского генезиса.

Общая мощность георгиевской свиты колеблется от 13 до 22 м [10].

Баженовская свита. Глубоководные отложения свиты представлены битуминозными аргиллитами окремненными, с прослоями известковистых пород. Обогащенность органическим веществом позволяет рассматривать породы свиты, как нефтегазоматеринские отложения. Битуминозность отложений постепенно уменьшается вверх по разрезу и баженовская свита согласно перекрывается аргиллитами куломзинской свиты неокома.

Отложения свиты являются литологическим и геофизическим репером. Мощность свиты 24-26 м [10].

Меловая система(К)

Отложения меловой системы представлены всеми отделами и ярусами. Система характеризуется морскими (куломзинская, тарская, кузнецовская, ипатовская, славгородская, ганькинская свиты) и континентальными (киялинская, покурская свиты) отложениями.

Согласно современным представлениям неокомские отложения формировались в результате бокового недокомпенсированного заполнения осадочного бассейна. Привнос осадков осуществлялся с востока через континентальную аккумулятивную равнину. Основная часть принесенных песчано-алевритовых осадков накапливалась на прибрежно-морском аккумулятивном шельфе, формируя покровные песчаные пласты, основная часть алеврито-глинистых осадков отлагалась на аккумулятивном склоне, избытки песчаного материала сбрасывались с аккумулятивного шельфа к основанию седиментационного склона, формируя линзовидные песчаники ачимовской толщи. При этом алеврито-глинистые осадки отнесены к куломзинской свите, а морские шельфовые песчано-алевритовые осадки - к тарской свите, отложения континентальной аккумулятивной равнины – к киялинской свите.

Нижний отдел(К₁)

Куломзинская свита. Отложения свиты представлены темно-серыми, зеленовато-серыми, мелкослоистыми, со следами растительного детрита глинами алевритистыми, в нижней части разреза средне- и мелкозернистыми, плохо сортированными, с прослоями глин и алевролитов песчаниками, непосредственно над границей с баженовской свитой встречаются маломощные прослои слабобитуминозных глин. В составе свиты выделяется

ачимовская пачка мощностью до 80 м. Сложена песчаниками серыми, преимущественно известковистыми с линзами и прослоями аргиллитов.

Мощность куломзинской свиты от 244 до 261 м [10].

Тарская свита. Отложения свиты сложены серыми и светло-серыми, преимущественно известковистыми с прослоями серых алевролитов и темно-серых глин песчаников. Мощности тарской свиты от 78 до 99 м [10].

Киялинская свита. Свита представляет собой грубое и тонкое переслаивание песчаников, алевролитов и глин. Глины пестроцветные (кирпично-красные, зеленые, зеленовато-серые), комковатые, слюдистые, участками алевролитистые, редкие включения сидерита. Алевролиты светло-серые с зеленоватым оттенком, плотные, слюдистые, известковистые. Песчаники светло-серые, мелкозернистые, слюдистые, прослойки известковистого и глинистого материала. Мощности киялинской свиты от 679 до 722 м [10].

Покурская свита, нижняя и средняя подсвиты. Свита согласно залегает на киялинской и с несогласием перекрывается отложениями кузнецовской свиты. Свита подразделяется на нижнюю, среднюю и верхнюю подсвиты. Нижняя подсвита представлена алевролитами, уплотненными песками и песчаниками с прослоями глинистых известняков, отмечаются растительный детрит, сидерит. Средняя подсвита сложена глинами с прослоями светло-серых песчаников, алевролитов. Встречаются обугленные растительные остатки.

Мощность покурской свиты от 848 до 892 м [10].

Верхний отдел(К₂)

Покурская свита, верхняя подсвита. Верхняя подсвита (К₂ сеноман) представлена переслаиванием алевролитов серых, песчаников серых, полевошпатовых, глин зеленых, аргиллитоподобных. Мощности покурской свиты от 848 до 892 м [10].

Кузнецовская свита. Свита согласно перекрывается ипатовской свитой. Сложена свита темно-серыми, алевролитистыми глинами, с единичными прослоями алевролитов. Мощности кузнецовской свиты от 17 до 27 м [10].

Ипатовская свита. Свита сложена песчаниками и алевролитами зеленовато-серыми, часто глауконитовыми, с глинистым, известковым и кремнистым цементом, с прослоями серых глин, сидеритовыми конкрециями, стяжениями фосфоритов, скоплением углистых растительных остатков, двустворок, фораминифер. Мощности ипатовской свиты от 160 до 202 м [10].

Славгородская свита. Отложения свиты представлены глинами серыми и зеленовато-серыми, с прослоями глинистых опок, глауконитовых алевролитов и песчаников, притизированных водорослей, включений пирита. Мощности славгородской свиты от 55 до 59 м [10].

Ганькинская свита. Свита завершает разрез отложений меловой системы, с несогласием перекрывается талицкой свитой. Сложена глинами желтовато- и зеленовато-серыми, с редкими зернами глауконита и конкрециями сидерита. Мощность ганькинской свиты от 102 до 121 м [10].

Кайназойская эратема

Палеогеновая система(Pg)

Палеоценовый отдел.

Талицкая свита. Свита подразделяется на две подсвиты.

Нижняя представлена глинами темно-серыми, иногда с буроватым оттенком, алевритистыми, аргиллитоподобными.

Верхняя подсвита сложена глинами темно-серыми с мелкими линзами алевролитов. Встречаются пиритизированные растительные остатки, чешуйки рыб, комплекс фораминифер. Мощность талицкой свиты от 39 до 49 м [10].

Люлинворская свита(поздний палеоцен – эоцен). Свита подразделяется на три подсвиты. Нижняя подсвита сложена глинами опоковидными и опоками темно-серыми.

Средняя подсвита представлена, в основном, глинами с прослоями диатомитов и диатомовых глин. Глины серые, с зеленоватым оттенком, плотные, опоковидные, алевритовые, с неотчетливой слоистостью.

Верхняя подсвита сложена зеленовато - и желтовато-серыми алевритистыми глинами, с глауконитом, с прослоями опок. Редко встречаются обрывки растений. Мощность свиты от 42 до 57 м [10].

Эоценовый отдел.

Тавдинская свита. Свита повсеместно распространена в описываемом районе. Представлена морскими тонкослоистыми глинами зеленовато-серого, зеленого, желтовато-зеленого цвета с прослоями алеврита, с включениями пирита, глауконита, сидерита. Мощность свиты от 39 до 65 м [10].

Олигоценый отдел.

Черталинская свита. Отложения свиты начинают континентальный цикл осадконакопления и с резко выраженным несогласием залегают на прибрежно-морских глинах тавдинской свиты.

Мощность свиты от 87 до 97 м [10].

Тургасская свита. Свита с незначительным размывом перекрывает отложения черталинской свиты. Осадки формировались, главным образом, в озерных, болотных и

континентальных условиях. Литологические разности, представленные глинами, песками, алевритами, в разрезе и по площади их распространения неравномерно переслаиваются между собой. Глины серые, коричневатые и зеленоватые-серые с включениями обломков и прослойками бурых углей. Мощность свиты от 34 до 54 м [10].

Неогеновая система(N)

Миоценовый отдел.

Абросимовская свита. Свита выделена на водораздельных площадях. Сложена свита песками тонкозернистыми слюдястыми с прослоями глин, алевритов. Мощность свиты не превышает до 20 м [10].

Бещеульская свита. Свита распространена в пределах водораздельных пространств, представлена глинами, алевритами, реже песками коричневатого-серого, серого цвета. Мощность свиты – до 30 м [10].

Четвертичная система(Q)

Четвертичная система в рассматриваемом районе со стратиграфическим несогласием залегает на неогеновых отложениях. Представлена она сложным чередованием глин, суглинков, супесей, песков и гравия с линзами торфяников. Мощность отложений достигает 40 м.

1.4 Нефтегазоносность Кулгинской площади

По схеме нефтегазогеологического районирования основная часть Южно-Пудинского лицензионного участка находится в Межовском нефтегазоносном районе (НГР) Васюганской нефтегазоносной области (НГО), и лишь небольшая юго-восточная окраина участка – в Пудинском НГР (рисунок 5).

По наличию региональных геологических и сейсмических реперов, с учетом условий формирования отложений осадочного чехла и образований фундамента в геологическом разрезе Южно-Пудинского ЛУ, как и во всем регионе, выделяется шесть нефтегазоперспективных комплексов, являющихся самостоятельными объектами поиска:

1. нефтегазоносный горизонт зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений (НГГЗК), (пласты М и М₁);
2. геттанг-раннетоарский комплекс (пласты Ю₁₆-Ю₁₇);

3. позднеюр-ааленский комплекс (пласты Ю₁₁-Ю₁₅);
4. байос-батский (пласты Ю₂-Ю₁₀)
5. келловей-волжский (группа пластов Ю₁);
6. меловой комплекс (пласты группы Б).

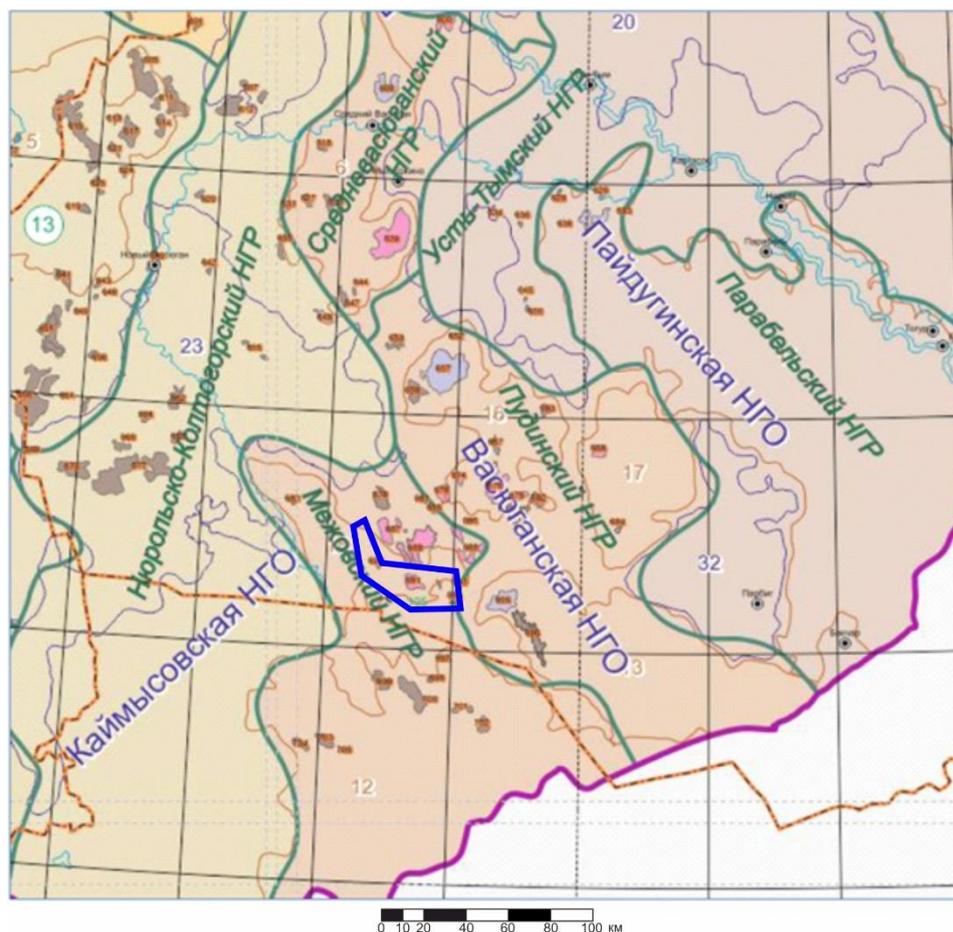


Рисунок 5. Фрагмент схемы нефтегазогеологического районирования Западной Сибири (Томская область) [10]

Синими линиями обозначены границы Южно-Пудинского ЛУ.

На сегодняшний день проведенными поисковыми и разведочными работами на Южно-Пудинском участке недр открыты четыре месторождения УВС:

1. Смоляное Н, залежь в пласте Ю₄ тюменской свиты;
2. Солоновское Н, залежи в пластах М₁ (отложения палеозоя) и Ю₁₄ (тюменская св.);
3. Южно-Табаганское Н, залежь в пласте М₁ (отложения палеозоя);
4. Кулгинское НГК, залежи в пластах Ю₁¹, Ю₁^{2а}, Ю₄, Ю₆.

На данный момент промышленная нефтегазоносность Кулгинского месторождения связана с келловей-волжским (пласты Ю₁¹, Ю₁^{2а}), байос-батским (пласты Ю₄, Ю₆) нефтегазоперспективными комплексами, а также с НГГЗК (пласт М₁).

Залежи углеводородов в НГГЗК связаны, как правило, с эрозионно-тектоническими выступами доюрского основания и приурочены к двум типам пород – к известнякам и доломитам коренного палеозоя и кремнисто-глинистым образованиям коры выветривания. Ближайшие к Южно-Пудинскому участку месторождения сконцентрированы в Чузикско-Чижапской зоне нефтегазонакопления: Арчинское, Урманское, Тамбаевское, Северо-Останинское, Герасимовское, Калиновое, Останинское, Северо-Калиновое.

По региональной модели на большей части Южно-Пудинского участка (Солоновская, Южно-Табаганская и Кулгинская площади) получили развитие раннедевонские известняки, в которых под действием экзогенных процессов могут образовываться кавернозно-трещиноватые коллектора, обладающие хорошими фильтрационно-емкостными характеристиками.

О достаточно высоких перспективах нефтегазоносности зоны контакта на участке свидетельствует открытие здесь Солоновского и Южно-Табаганского нефтяных месторождений, а также результаты испытания одной из скважин Кулгинской, в которой из двух интервалов палеозоя получены смешанные притоки нефти, газа и конденсата, и получение промышленного притока нефти в другой скважине.

По объему выявленных с возможностью извлечения запасов УВ лидирующее положение среди выделяемых нефтегазоносных комплексов занимает верхнеюрский комплекс. Значительный объем запасов нефти сосредоточен в нефтяной оторочке песчаных пластов горизонта Ю₁¹. Основные извлекаемые запасы «сухого» газа приурочены так же к пласту Ю₁¹.

Далее приведём краткую характеристику геологического строения залежей снизу-вверх.

Залежь нефти в пласте М₁

По современным представлениям о геологическом строении фундамента в северной части Южно-Пудинского лицензионного участка выделяется серия эрозионно-тектонических выступов: Тунжинский, Кулгинский (северный и южный), Южно-Табаганский. К Южно-Табаганскому выступу приурочено одноименное нефтяное месторождение.

Залежь пласта М₁ в отложениях палеозоя открыта в 2017г на северном Кулгинском куполе по результатам испытания разведочной скважины, в которой получен фонтан нефти с водой и газом.

Залежь приурочена к эрозионно-тектоническому выступу, осложненному тектоническими нарушениями преимущественно субширотного направления. Тип залежи массивный, форма изометричная, вытянутая в субширотном направлении. В авторском

представлении северная и восточная часть залежи экранируется серией разломов, объединенных в одну линию. Размеры залежи: длина – 5 км, ширина – от 2.2 км до 3.5 км, высота – 110 м.

Разрез залежи представлен известняками и песчаником с карбонатным цементом с насыщением «нефть» и «вода». Общая мощность палеозойских отложений составляет от 86 до 640 м. Эффективная мощность составляет от 16,2 м до 40,5 м.

Роль флюидоупоров для залежей углеводородов в НГГЗК, как правило, выполняют глинистые и углисто-глинистые пачки раннесреднеюрского возраста (отложения тюменской и тогурской свит), которые с угловым несогласием перекрывают породы доюрского основания.

Залежь нефти в пласте Ю₆

Залежь пластово-сводовая, с запада частично тектонически экранированная, размеры залежи: длина – 4 км, ширина – от 1,6 до 3,6 км, высота – 26 м. Водонефтяной контакт не определен и принят условно на а.о. -2683,1 м, соответствующей отметке подошвы пласта и нижних дыр перфорации в скважине. Средневзвешенная по залежи эффективная нефтенасыщенная мощность составляет 7,1 м. Водонефтяная зона занимает 47 % от площади.

Залежь газа в пласте Ю₅

Залежь пластово-сводовая, литологически экранированная. Литологическая граница проведена на середине расстояния между скважинами, включающими в себя коллектор, и заглинизированными в данном пласте. Размеры залежи: длина – 5,3 км, ширина – от 0,4 км до 2 км, высота – до 14 м. ГВК принят на а.о. -2634,4 м, соответствующей отметке подошвы последнего пропластка с принятым насыщением «газ». Средневзвешенная по залежи эффективная нефтенасыщенная мощность составляет 3,9 м.

Залежь нефти в пласте Ю₄

Пласт Ю₄ был разделен на продуктивный промышленный Ю₄¹ и непромышленный Ю₄² по угольному маркеру У₄.

Пласт Ю₄ характеризуется литологической изменчивостью, эффективные толщины в скважинах в целом по пласту варьируют в диапазоне – от 0 м до 8,3 м. Эффективные толщины в залежи по скважинам варьируют от 6 до 8,3 м., нефтенасыщенные – от 6 до 7,4 м.

Водонефтяной контакт не определен и принят условно на а.о. –2620,1 м, соответствующей подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине. Тип залежи – пластово-сводовая, тектонически и литологически экранированная, размеры залежи 7,5 x 3,9

км, высота – 34 м. Средневзвешенная по залежи эффективная нефтенасыщенная мощность составляет 5,9 м. Водонефтяная зона занимает 27 % от площади залежи.

Залежь нефти в пласте Ю₁²

Отложения пласта в пределах месторождения имеют повсеместное распространение, общие толщины варьируются от 6 до 12 м. По данным бурения скважин выделены зоны замещения коллекторов. В пределах пласта выделена одна нефтяная залежь.

Тип залежи – пластово-сводовая, литологически и тектонически ограниченная, размеры залежи 1,8 × 1,4 км, высота – 9 м. Средневзвешенная по залежи эффективная нефтенасыщенная мощность составляет 3,2 м. Водонефтяная зона занимает 53 % от площади залежи.

Залежи пласта Ю₁¹

По принятой модели в пласте сформировалось две залежи УВ, приуроченные к двум отдельным антиклинальным поднятиям – Кулгинскому поднятию и Южному куполу Кулгинского поднятия. В пределах южного купола в результате испытания скважин получены притоки нефти, в пределах Кулгинского поднятия получен приток газоконденсатной смеси.

Залежь, приуроченная к Южному куполу Кулгинского поднятия. Из пласта отобран керн, представленный серыми, плотными, полимиктовыми песчаниками, мелкозернистыми с включениями углефицированных остатков, с выпотами и запахом нефти. Залежь пластово-сводовая, литологически и тектонически экранированная, размеры залежи: длина – 4,6 км, ширина – от 1,8 км до 4,4 км, высота – 40 м. Средневзвешенная по залежи эффективная нефтенасыщенная мощность составляет 1,9 м. Водонефтяная зона занимает 9 % от площади залежи.

Залежь, приуроченная к Кулгинскому поднятию. Из пласта отобран керн, представленный аргиллитами и серыми, мелко- и тонкозернистыми кварцполевошпатовыми песчаниками с устойчивым запахом УВ на сколе. По РИГИС коллектор представлен песчаником с насыщением «газ». Тип залежи – пластово-сводовая, литологически и тектонически экранированная, размеры залежи 6,3 × 5,2 км., высота – 38 м. Средневзвешенная по залежи эффективная нефтенасыщенная мощность составляет 2,6 м., газонасыщенная – 2,5 м. Водонефтяная зона занимает 14 % от площади залежи.

2. МЕТОДЫ КАРОТАЖА, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ ПРИ ВЫДЕЛЕНИИ КОЛЛЕКТОРОВ И ОПРЕДЕЛЕНИИ ИХ ПАРАМЕТРОВ НА КУЛГИНСКОЙ ПЛОЩАДИ

2.1 Каротаж сопротивлений (КС)

В данном методе каротажа используются различия по удельному сопротивлению разных пород. Удельное сопротивление горных пород зависит от таких параметров, как сопротивление породообразующих минералов, сопротивление и температура флюидов, их соотношения и структуры горной породы. Колебания удельного сопротивления в широких пределах позволяют детально изучать горные породы.

Так как исследуемые среды неоднородны, то получают кажущиеся удельные сопротивления, которые равны для потенциал-зонда (ПЗ) и градиент-зонда (ГЗ):

$$\rho_k^{\text{ПЗ}} = 4\pi L \frac{U}{J} \quad (1)$$

где: $\rho_k^{\text{ПЗ}}$ – кажущееся удельное сопротивление для потенциал-зонда;

L – длина зонда;

U – потенциал поля точечного источника;

J – сила тока источника;

$$\rho_k^{\text{ГЗ}} = 4\pi L^2 \frac{E}{J} \quad (2)$$

где: E – напряженность электрического поля;

Выделяют градиент- и потенциал-зонды, которые могут быть последовательными и обращенными. Различают их по соотношению расстояний между парными и непарными электродами, расположению парных электродов относительно непарного и по количеству токовых электродов в скважине (одно- и двухполюсные). Простейшие схемы зондов представлены на рисунке 6.

Кривая градиент-зонда относительно середины пласта асимметрична и хорошо справляется с задачей отбивки границ пласта. Кривая потенциал-зонда, напротив, относительно середины пласта симметрична. Стоит отметить, что от мощности пластов сильно зависит форма кривых. Примеры кривых для разных зондов и пластов разной мощности представлены на рисунках 7, 8 и 9.

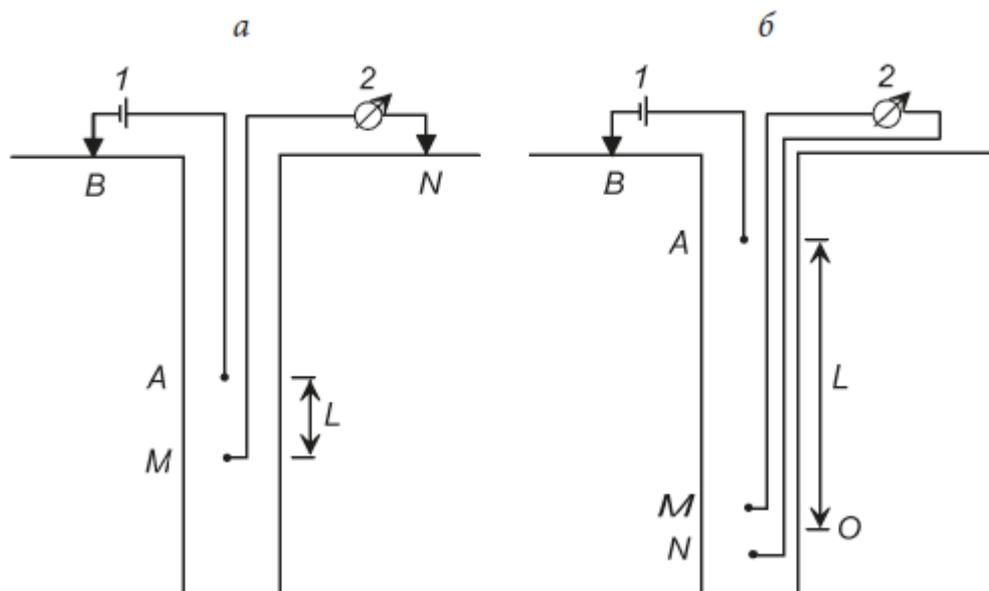


Рисунок 6. Схема потенциал-зонда (а) и градиент-зонда (б) [7]

1 – источник тока; 2- измеритель разности потенциалов; АВ – токовые (питающие) электроды; MN - приёмные (измерительные) электроды; AM=L – длина потенциал-зонда; AO=L – длина градиент-зонда

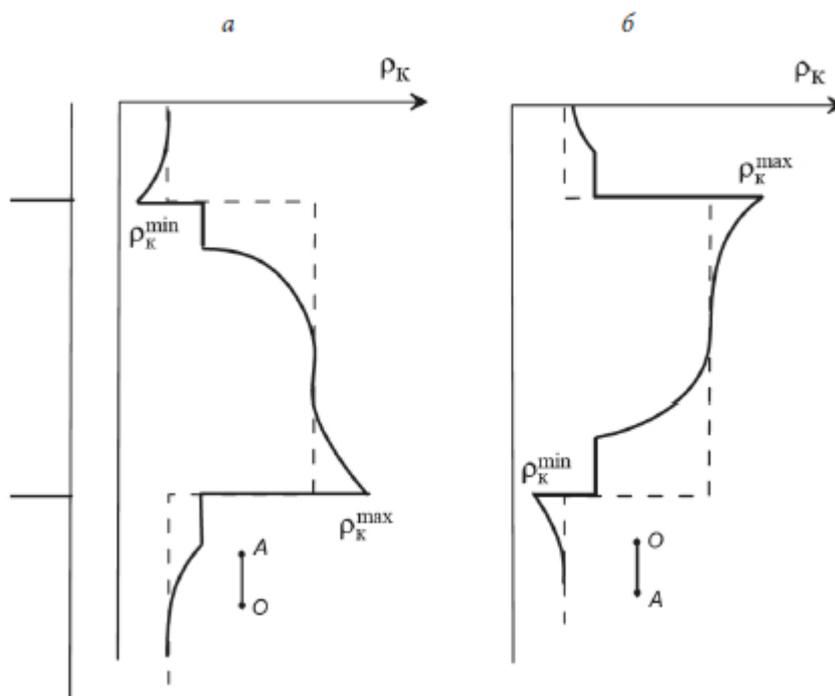


Рисунок 7. Особенности кривых кажущегося сопротивления для последовательного (а) и обращённого (б) градиент-зондов и пласта большой мощности [1]

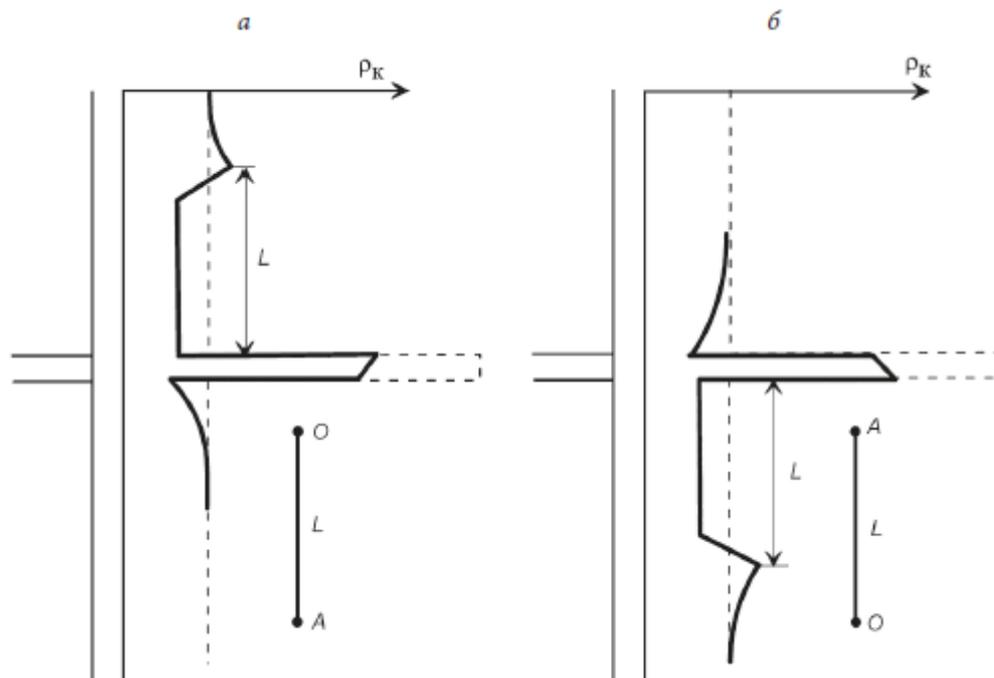


Рисунок 8. Особенности кривых кажущегося сопротивления для обращённого (а) и последовательного (б) градиент-зондов и пласта малой мощности [1]

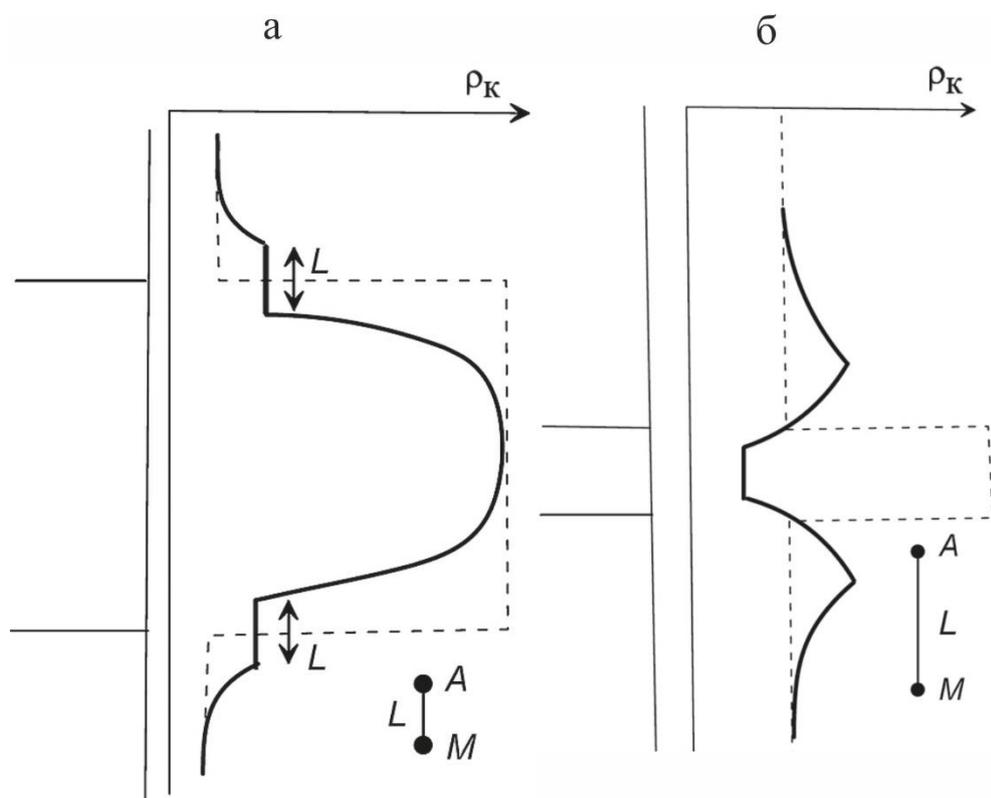


Рисунок 9. Особенности кривой кажущегося сопротивления для пластов большой (а) и малой (б) мощности и потенциал-зонда [1]

С помощью КС решаются такие задачи, как:

- Определение границ пластов:
 - последовательные градиент-зонды – отбивают по максимуму кривой подошву пласта высокого сопротивления;
 - обращенные градиент-зонды – отбивают по максимуму кривой кровлю пласта;
- Определение типа насыщения: высокие сопротивления – насыщение нефтью и газом, низкие – водой;
- Определение коэффициентов водонасыщенности и нефтегазонасыщенности;
- Определение пористости;
- Оценка проницаемости.

2.2 Боковое каротажное зондирование (БКЗ)

Метод бокового каротажа зондирования основывается на измерении кажущегося удельного сопротивления несколькими градиент-зондами (реже потенциал-зондами). Суть метода заключается в последовательном увеличении радиуса исследования путем увеличения размеров зондов. Размер зондов, как правило, варьируется от 0,4 до 8 м. Комплект зондов охватывает изучаемый участок пласта в радиальном направлении от стенки скважины до максимально удаленного участка (в среднем 4-5 м), который слабо подвержен влиянию зоны проникновения.

В методику обработки данных БКЗ входят: выделение пласта; построение кривой зондирования; сопоставление наблюдаемой кривой с теоретическими кривыми (палетками) для определения истинного удельного сопротивления пласта.

Ограничением метода БКЗ является существенное влияние заполненной проводящим буровым раствором скважины на показания зондов. Иными словами, можно сказать, что скважина шунтирует ток, который течет между питающими электродами, тем самым ослабляя полезное влияние окружающей скважину среды. Для снижения данного влияния пользуются фокусированием электрического тока.

Главной задачей метода БКЗ является определение истинного удельного сопротивления неизменной части пласта, размеров и свойств зоны проникновения.

На Кулгинском месторождении боковое каротажное зондирование проводилось подошвенными градиент-зондами с размерами $AO=0.45$; $AO=1.05$; $AO=2.25$; $AO=4.25$; $AO=8.5$ м, и кровельным градиент-зондом М0.5N2А в масштабе глубин 1:200. Одновременно с записью кривых БКЗ проводилась запись кривой ПС.

2.3 Боковой каротаж (БК)

Главное отличие метода бокового каротажа от метода каротажа сопротивлений заключается в том, что в методе БК используется фокусировка тока, который исходит от центрального электрода, что позволяет на порядок уменьшить влияние вмещающих пород и скважины. Принцип действия зондов в методе БК основывается на использовании дополнительных фокусирующих (или экранных) электродов A_1 и A_2 , кроме основного питающего A_0 .

Метод применяют в различных вариациях: с тремя-, семи-, девяти- электродными зондами. Чаще всего применяют трех- и семиэлектродные варианты (рисунок 10). Примеры кривых представлены на рисунке 11.

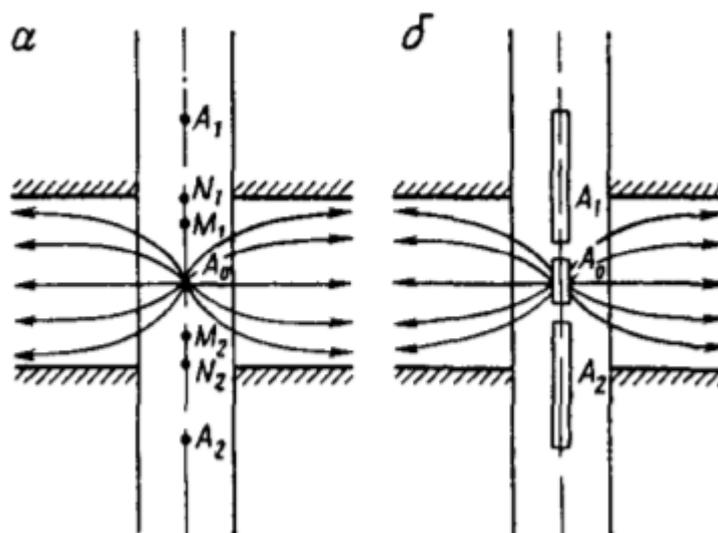


Рисунок 10. Схема токовых линий, выходящих из центрального электрода A_0 при измерениях методом экранированного заземления (бокового каротажа) в пластах высокого удельного сопротивления [2]

а – с семиэлектродным зондом, б – с трехэлектродным зондом.

Наибольшей ценностью результаты метода БК обладают при изучении тонких пластов мощностью до 1-2 м. Другими словами, метод эффективен в случаях, когда обычные зонды дают неудовлетворительные результаты из-за существенного влияния вмещающих пород, скважины и экранирования высокоомными пластами.

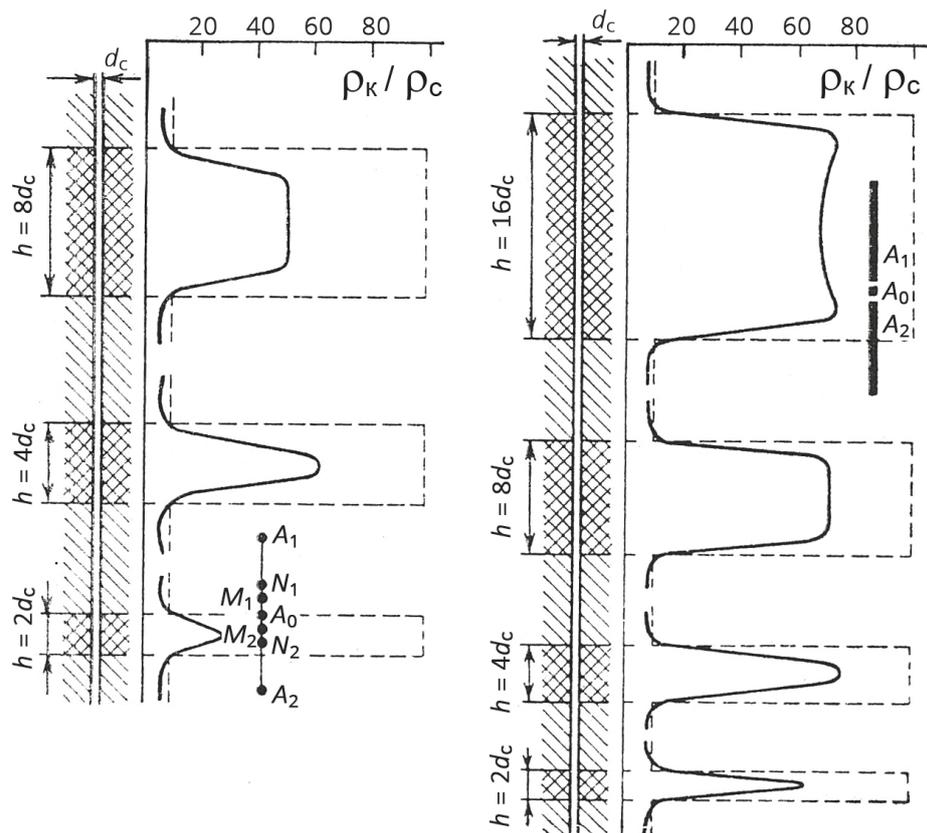


Рисунок 11. Формы кривых бокового каротажа для семиэлектродного (а) и трехэлектродного (б) зондов [4]

С помощью БК решаются такие задачи, как:

- Выделение пластов и детальное расчленение разреза:
- с трехэлектродным зондом контакт выделяется по началу максимального возрастания сопротивления (точке перегиба) отбивается граница пласта
- с семиэлектродным зондом контакт выделяется отступом от точек с максимальным градиентом сопротивления в сторону вмещающих пород откладываются отрезки, которые равны расстоянию A_0O (O – середина между M_1 и N_1)
- Определение значений истинного удельного сопротивления неизменной части коллектора.

На Кулгинском месторождении боковой каротаж проводился в интервале проведения БКЗ в масштабе глубин 1:200.

2.4 Микрозонды КС

Как и в классическом методе КС, при микрозондировании измеряют кажущееся сопротивление в скважине. Однако, в отличие от классических методов, измерения производят зондами небольших размеров (как правило, не больше 5 см). Из-за этого микрозонды имеют малую глубину исследования, что позволяет подробно изучить изменение удельного электрического сопротивления горных пород, которые непосредственно прилегают к стенке скважины. Чтобы уменьшить влияние бурового раствора, электроды зонда устанавливают на наружной стороне изолирующей пластины (башмаке), которая специальной пружиной (рессорой) плотно прижимается к стенке скважины (рисунок 12).

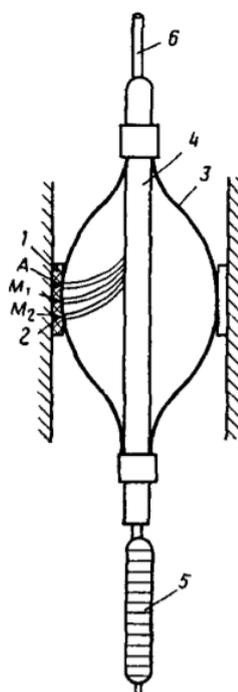


Рисунок 12. Схематический вид микрозонда [2]

1 – изоляционная пластина; 2 – электрод; 3 – пружина; 4 – корпус микрозонда; 5 – груз; 6 – кабель; А, М1, М2 – электроды зонда

Используют два вида микрозондов: микропотенциал- и микроградиент-зонд. У потенциал-микрозонда радиус исследования существенно больше, чем у градиент-микрозонда. Для сбора наиболее полной информации проводят исследования сразу двумя микрозондами. На рисунке 13 представлены различные схемы измерения.

Каротаж с использованием микрозондов используется для решения таких задач, как:

- Детальное расчленение разреза;

- Выделение коллекторов и типа насыщения: Коллектор с межзерновой пористостью – кажущееся сопротивление МПЗ > кажущегося сопротивления МГЗ; При нефтенасыщенных породах разница между показателями МПЗ и МГЗ существенно больше, чем при водонасыщенных; Плотные породы и глины – примерно равные значения МПЗ и МГЗ;
- Определение мощностей пластов;
- В комплексе с другими методами выделение разных типов пород.

На Кулгинском месторождении микрокаротаж проводился одновременно градиент-микрозондом А0.025М0.025N и потенциал-микрозондом А0.05М в интервале проведения БКЗ в масштабе глубин 1:200.

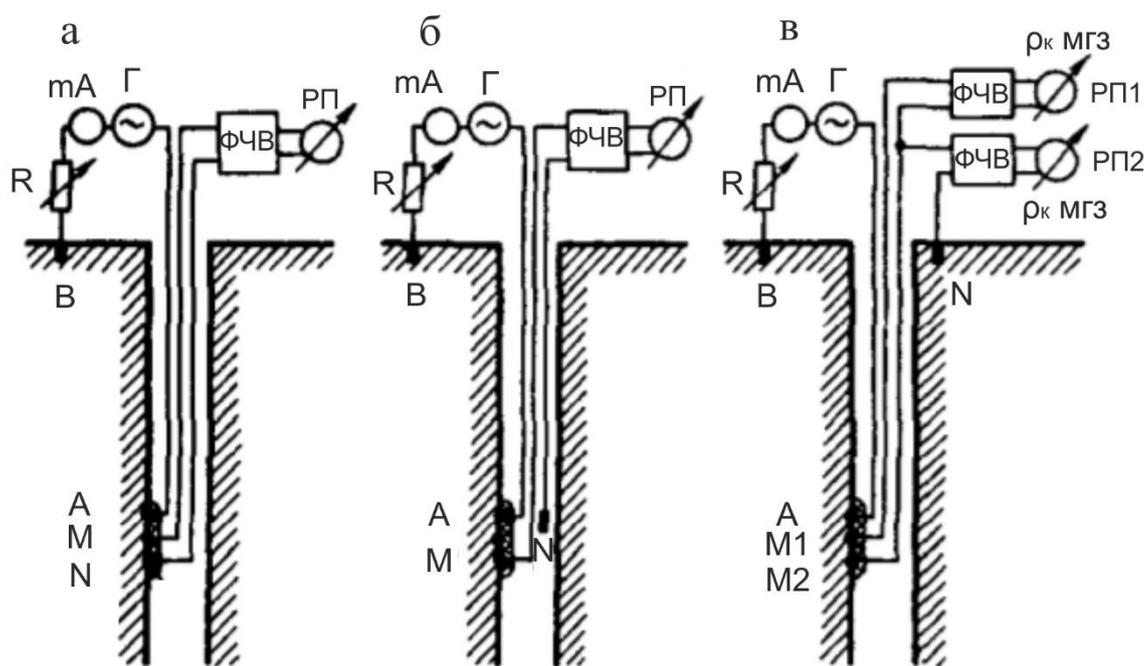


Рисунок 13. Принципиальные схемы измерения кажущегося сопротивления пород микрозондами [2]

а – градиент-микрозондом; б – потенциал-микрозондом; в – одновременная регистрация градиент-микрозонда и потенциал-микрозонда; ФЧВ – фазочувствительный выпрямитель (прибор для преобразования напряжения постоянного тока из напряжения переменного тока); Г – генератор тока; R – реостат; mA – миллиамперметр; РП – регистрирующий прибор

2.5 Каротаж самопроизвольной поляризации (ПС)

При использовании каротажа ПС изучают естественные электрические поля, возникающие в скважине и породе вследствие фильтрации жидкости, окислительно-

восстановительных реакций и процессов диффузии солей. Суть метода заключается в измерении разности естественных электрических потенциалов, которые возникают между двумя электродами, один из которых расположен на дневной поверхности, а другой в скважине.

При исследовании газовых и нефтяных скважин наиболее важное значение имеют процессы диффузии. Пластовая вода, находящаяся в коллекторе, и буровой раствор имеют разные минерализации, вследствие чего ионы Na^+ и Cl^- начинают мигрировать из зоны с большей минерализацией в зону с меньшей. Так как у ионов Cl^- подвижность выше, чем у ионов Na^+ , то на границе с проницаемым пластом в скважине возникает отрицательный заряд, а непосредственно в пласте – положительный. Решетка глины вследствие кажущегося негативного заряда действует на анионы Cl^- в роли непроницаемой мембраны и пропускает только катионы. Из-за всех вышеописанных процессов возникает потенциал собственной поляризации напротив каждого типа пород, фиксируемого при каротаже ПС. При большей минерализации пластовой воды относительно фильтрационного раствора на кривой ПС наблюдается отклонение влево (рисунок 14), при меньшей – наоборот, вправо.

Различают свободный и мембранный диффузионный потенциал. Свободный образуется при непосредственном контакте растворов разной концентрации, имеет отрицательный знак и определяется формулой [7]:

$$E_c = k_c \lg \frac{\rho_2}{\rho_1} \quad (3)$$

где: k_c – коэффициент свободного диффузионного потенциала ($k_c = -11,6 \text{ мВ}$);

ρ_1, ρ_2 – удельные сопротивления более и менее концентрированных растворов;

Мембранный диффузионный потенциал образуется при разделении двух растворов разной концентрации какой-либо перегородкой в виде горной породы (мембраной), имеет положительный знак и определяется формулой [7]:

$$E_m = k_m \lg \frac{\rho_2}{\rho_1} \quad (4)$$

где: k_m – коэффициент мембранного диффузионного потенциала (его значения колеблются от 30 до 50 мВ, максимально возможное значение равно 58 мВ)

В методе ПС для определения величины аномалии против проницаемых пластов используют условную нулевую линию, которая называется линией глин. Она характеризуется показаниями против глин или слабопроницаемых пород.

С помощью метода каротажа ПС решаются такие задачи, как:

- Расчленение разреза и выделение проницаемых пластов: Песчаники, пески – минимумы на кривых ПС; Плотные непроницаемые породы, глины – максимумы на кривых ПС; Глинистые песчаники, алевролиты – средние значения на кривых ПС;
- Определение глинистости;
- Определение удельного сопротивления пластовой воды.

Мощность пласта оказывает значительное влияние на амплитуда кривых ПС (чем меньше мощность, тем меньше амплитуда), а также соотношение сопротивлений бурового раствора и воды (чем больше разница, тем больше амплитуда). Кривые аномалий ПС против пластов разной мощности представлены на рисунке 15.

Благодаря методу каротажа ПС легко выделяются пласты мощностью более 1 – 1,5 м. Также стоит отметить, что чем выше пористость пласта, тем лучше разрешение.

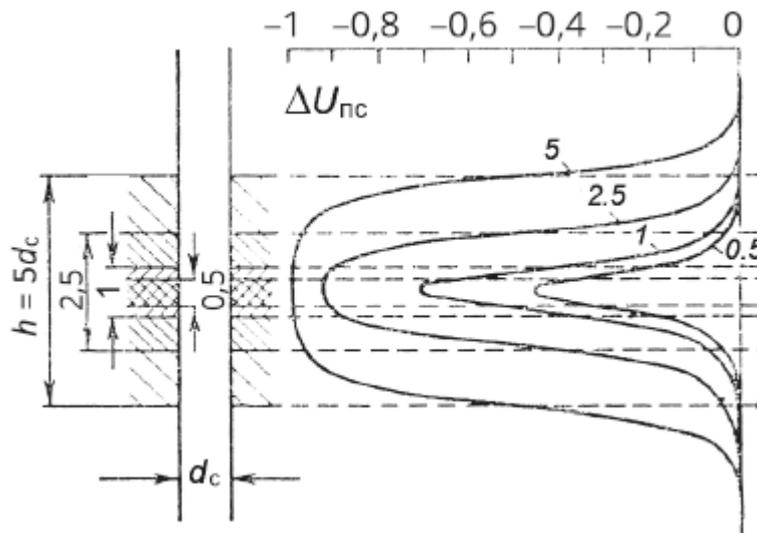


Рисунок 15. Кривые $\Delta U_{ПС}$ против пластов разной мощности [1]

2.6 Индукционный каротаж (ИК)

Метод индукционного каротажа основан на измерениях удельной электропроводности горных пород на переменном токе. Электропроводность – обратная удельному электрическому сопротивлению величина. В данном методе изучается как распределяется электромагнитное поле в горных породах, которое было вызвано генераторной катушкой зонда ИК. Наиболее эффективен в сухих скважинах, и в скважинах, заполненных непроводящим буровым раствором. Метод наиболее информативен при исследовании разрезов скважин с породами с низким удельным сопротивлением. Вследствие большой

разрешающей способности по мощности и значительному радиусу исследования (1,5-2 м) метод ИК позволяет измерять истинное удельное сопротивление неизменной части пластов (за пределами зоны проникновения бурового раствора).

Принципиальная схема зонда ИК изображена на рисунке 16. Также для снижения влияния скважины дополнительно вводят фокусирующие катушки. Сравнение кривых двухкатушечного и фокусированного зондов представлено на рисунке 17. Кажущая электропроводность σ_k измеряется в милисименсах на метр (мСм/м). Получаемые кривые симметричны относительно пласта и являются обратными кривым методов сопротивления. Как правило, на планшетах кривые кажущейся электропроводности переводят в кривые кажущегося сопротивления.

Метод ИК позволяет:

- Определить границы пластов;
- Определить истинное удельное сопротивление пластов;
- Определить характер насыщения (высокие значения сопротивлений характерны для пород, насыщенных нефтью или газом, низкие – водой)
- Определять свойства неизменной части коллектора за пределами зоны проникновения.

На Кулгинском месторождении метод ИК выполнялся в интервале проведения БКЗ в масштабе глубин 1:200.

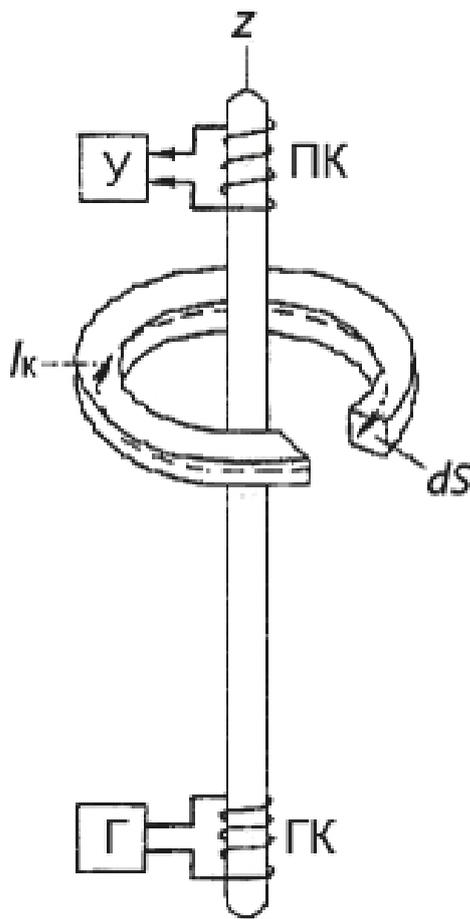


Рисунок 16. Схема зонда ИК [6]

Г, У – генератор и усилитель; ГК, ПК – генерирующая и приёмная катушки; dS – сечение элементарного кольца; I_k – ток в кольце

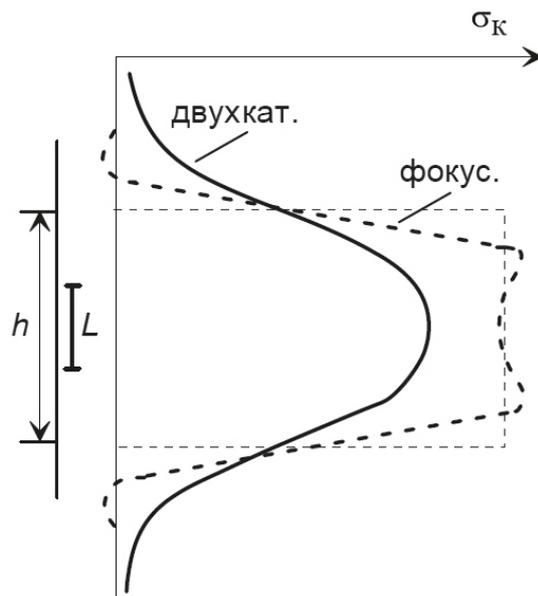


Рисунок 17. Сравнение кривых кажущейся электропроводности двухкатушечного и фокусированного зондов ИК для пласта ограниченной мощности [7]

h – мощность пласта; L – длина зонда

2.7 Метод высокочастотного индукционного каротажного изопараметрического зондирования (ВИКИЗ)

В основе метода высокочастотного индукционного каротажного изопараметрического зондирования (ВИКИЗ) лежит использование в системе нескольких трёхкатушечных зондов (две приемные и одна генераторная катушки) ИК разной длины, которые работают на различных частотах. Однако должны выполняться соотношения между параметрами зондов [7]:

$$\Delta L/L = const \quad (6)$$

где: ΔL – база зонда (расстояние между приемными катушками, м);

L – длина зонда, м;

$$f * L^2 = const \quad (7)$$

где: f – рабочая частота, Гц;

В методе ВИКИЗ измеряется разность фаз сигналов в приемных катушках ($\Delta\phi$). При выполнении соотношений параметров зондов (формулы 6 и 7), этот параметр зависит только от удельной электропроводности среды. Зонды называют изопараметрическими, а значения их изопараметров равны 0,2 для соотношения базы и длины зонда и $3,5 \cdot 10^6$ Гц*м² для произведения рабочей частоты и квадрата длины зонда. Зависимость $\Delta\phi$ от удельного сопротивления представлена на рисунке 18.

Технические характеристики зондов ВИКИЗ представлены в таблице 1. В названиях схем зондов буквой И обозначаются измерительные катушки, а буквой Г – генераторные. Основным отличием метода ВИКИЗ от ИК является использования больших частот, отличающихся на один-два порядка по сравнению с ИК.

Метод ВИКИЗ подходит для изучения зоны проникновения фильтрата бурового раствора, так как использование зондов различной глубинности позволяют проводить зондирование в радиальном направлении.

Таблица 1. Технические характеристики зондов аппаратуры ВИКИЗ [9]

Схема зонда	Обозначение	Длина L, м	База ΔL , м	Частота f , МГц
И ₂ 0.10И ₁ 0.40Г ₁	3Ф0.5(P05)	0.50	0.10	14.0
И ₃ 0.14И ₂ 0.57Г ₂	3Ф0.7(P07)	0.71	0.14	7.0
И ₄ 0.20И ₃ 0.80Г ₃	3Ф1.0(P10)	1.00	0.20	3.5
И ₅ 0.28И ₄ 1.13Г ₄	3Ф1.41(P14)	1.41	0.28	1.75
И ₆ 0.40И ₁ 1.60Г ₅	3Ф2.0(P20)	2.00	0.40	0.875

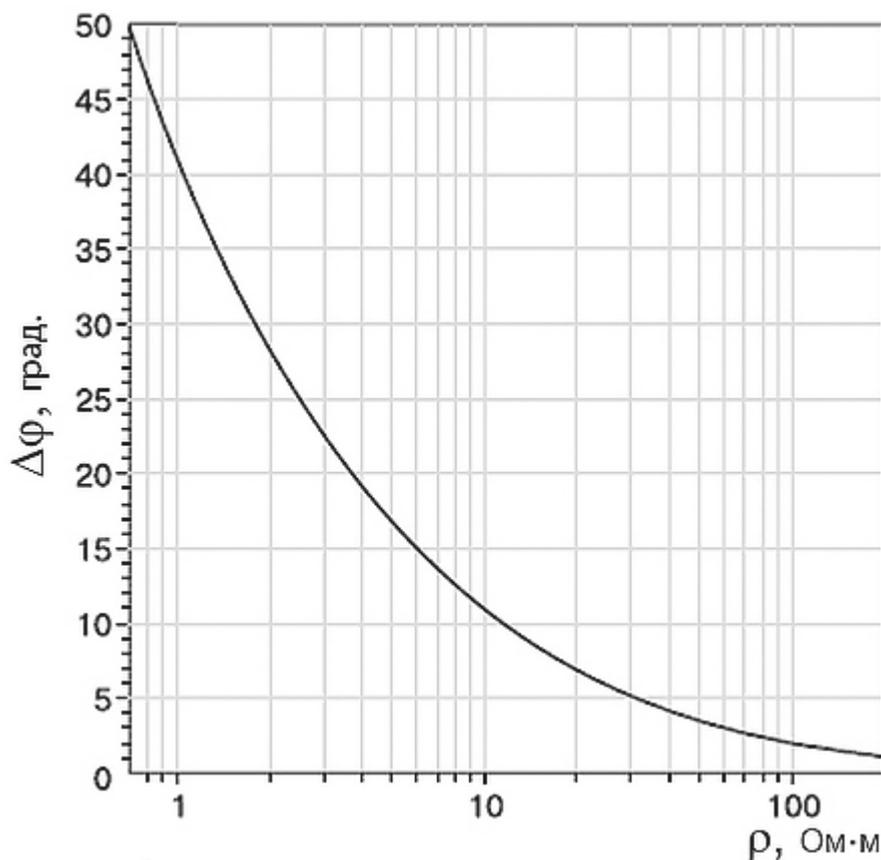


Рисунок 18. Зависимость сигнала аппаратуры ВИКИЗ $\Delta\phi$ от удельного сопротивления однородной среды ρ [9]

2.8 Гамма-картаж (ГК)

Метод гамма-картажа основан на регистрации естественного радиоактивного излучения горных пород в скважине. В основном естественную радиоактивность обуславливает наличие в горных породах естественных радиоактивных элементов: урана $^{238}_{92}\text{U}$, продукта его распада радия $^{226}_{88}\text{Ra}$, изотопа калия $^{40}_{19}\text{K}$ и тория $^{232}_{90}\text{Th}$. Другие радиоактивные элементы не вносят существенного вклада в естественную радиоактивность пород, так как имеют большой период полураспада и малую концентрацию в горных породах.

Интенсивность излучения зависит от таких параметров, как: состав, концентрация, пространственное распределение радиоактивных элементов, плотности и состава горных пород.

Радиоактивность осадочных пород варьируется в больших пределах. Пониженной радиоактивностью обладают песчаники, чистые пески, хемогенные отложения (ангидрит, гипс, галит), доломит и известняк. Повышенной радиоактивностью обладают глины, фосфориты, битуминозные и глинистые сланцы и калийные соли. Степень глинистости терригенных пород характеризует их радиоактивность. Также содержание мелкодисперсного материала в карбонатных породах характеризует их радиоактивность.

Измерения при использовании гамма-каротажа производят при помощи спускаемого в скважину радиометра, который содержит детектор гамма-излучения и электронную схему, питающую фотоэлектронный умножитель и усиливающую сигнал, передаваемый через кабель на дневную поверхность. Точкой записи кривой ГК является середина детектора. Радиус исследования составляет порядка 30 см. Схема измерений в методе ГК представлена на рисунке 19.

С помощью гамма-каротажа решают такие задачи, как:

- Оценка литологии: По повышенным значениям радиоактивности выделяют глинистые слои, по пониженным – известняки, чистые песчаники, доломиты, ангидриты, уголь. Стоит учитывать, что в неглинистых отложениях могут присутствовать слюды, полевые шпаты, глауконит, которые завышают показания гамма-каротажа.
- Выделение интервалов коллекторов: Коллекторами чаще всего являются песчаники, трещиноватые известняки и т.д. Поэтому они выделяются на графике значений ГК пониженными показателями.
- Оценка глинистости (гамма-каротаж является лучшим методом для определения этого показателя).

Метод используется практически во всех пробуриваемых скважинах. Пример формы кривых метода ГК представлен на рисунке 20.

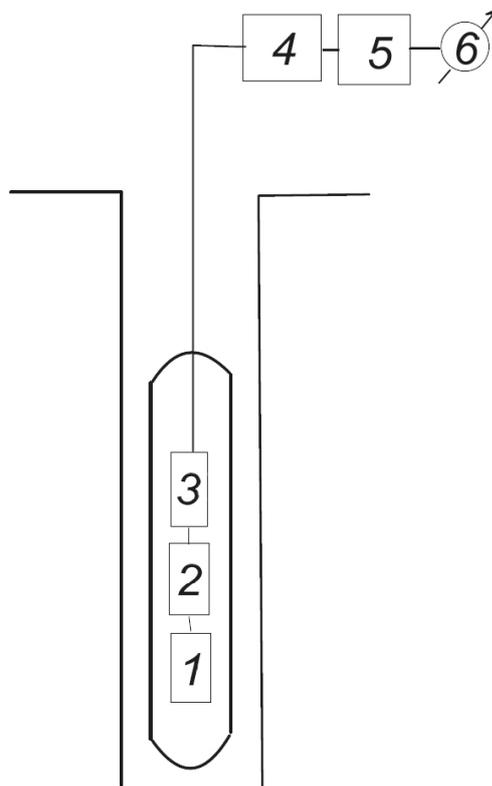


Рисунок 19. Схема измерений в методе ГК [7]

1 – детектор гамма-излучения; 2 – фотоэлектронный умножитель; 3 – высоковольтный источник; 4 – пороговый дискриминатор; 5 – измеритель скорости счёта; 6 – регистратор

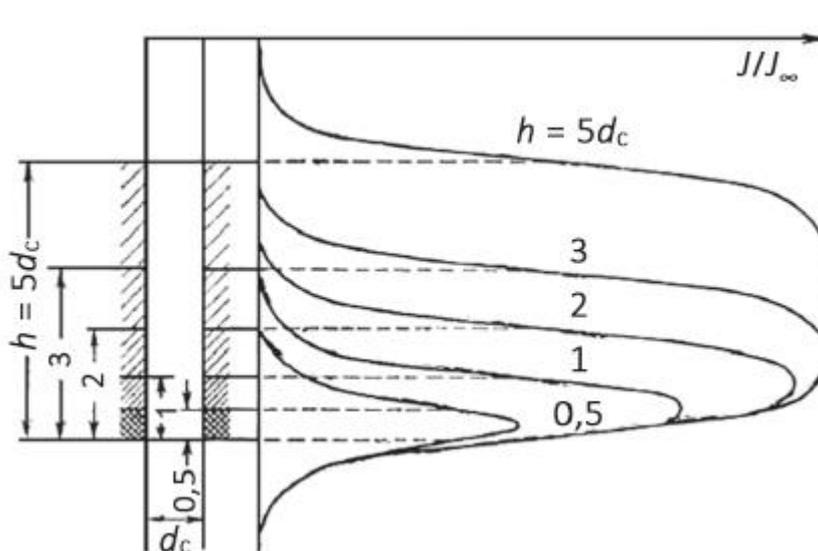


Рисунок 20. Кривые ГК для пластов различной мощности [5]

h – мощность пласта; d_c – диаметр скважины

2.9 Плотностной гамма-гамма каротаж (ГГК-П)

Метод плотностного гамма-гамма каротажа основан на изучении комптоновского рассеяния гамма-квантов в горных породах при их облучении гамма-квантами. Так как данный эффект происходит при достаточно высоких энергиях гамма-квантов, то при использовании ГГК-П применяют источники с энергией $E_\gamma > 0,5$ МэВ. Длина используемых зондов варьируется от 20 до 50 см. Помимо комптоновского рассеивания происходят такие эффекты, как: фотоэффект и образование электрон-позитронных пар. В зависимости от энергии гамма-квантов и порядкового номера элемента Z проявляется тот или иной эффект (рисунок 21).

На нефтяных и газовых месторождениях метод ГГК-П в основном применяют для определения пористости коллекторов, так как плотность породы функционально связана с пористостью (формула 8). Также метод применяется для дифференциации разреза скважин по плотности.

$$\sigma_{\text{п}} = (1 - K_{\text{п}}) * \sigma_{\text{ск}} + K_{\text{п}} * \sigma_{\text{ж}} \quad (8)$$

где: $\sigma_{\text{п}}$ – плотность породы;

$\sigma_{\text{ск}}$ – плотность минерального скелета;

$\sigma_{\text{ж}}$ – плотность жидкости, насыщающей поры породы;

$K_{\text{п}}$ – коэффициент пористости.

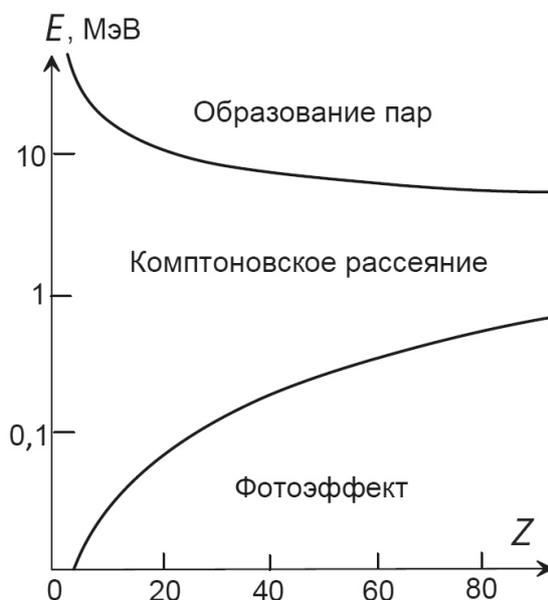


Рисунок 21. Вероятность различных видов взаимодействия гамма-излучения с веществом в зависимости от энергии и атомного номера вещества [7]

Наиболее распространенными являются 2π - и 4π -зонды. В случае с 2π -зондом детектор и источник располагаются рядом со стенкой скважины, а в 4π -зонде на оси скважины они закрепляются центратором. Для данных зондов их длина (L) значительно превышает длину свободного пробега гамма-квантов (λ).

Интенсивность рассеянного гамма-излучения зависит от параметра ξ , который, в свою очередь, зависит от плотности и от длины зонда. Решение для 2π -зонда представлено на рисунке 22.

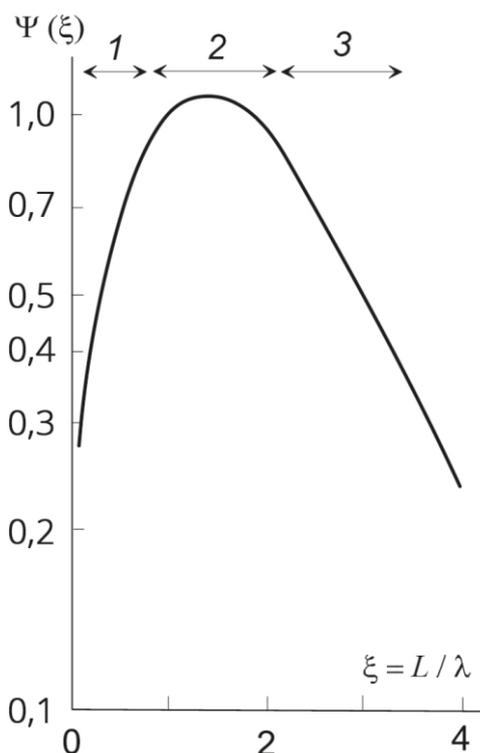


Рисунок 22. Функция рассеяния гамма-излучения для 2π -зонда [5]

Области: 1 – доинверсионная; 2 – инверсионная; 3 – заинверсионная;

По функции видно, что с увеличением длины зонда она сначала возрастает (доинверсионная область), потом значения стабилизируются (инверсионная область), а затем начинает монотонно уменьшаться (заинверсионная область). При зафиксированной длине зонда, график будет зависимостью от плотности.

На рисунке 23 представлена форма кривых для пластов разной мощности.

На Кулгинском месторождении плотностной гамма-гамма каротаж выполнен в масштабе глубин 1:200.

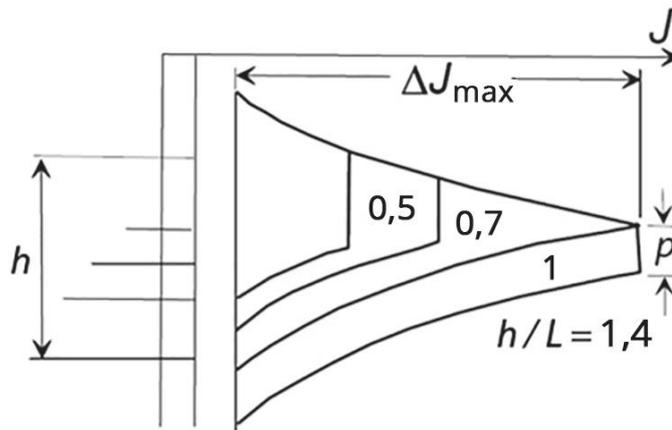


Рисунок 23. Форма кривых ГГК-П для пластов ограниченной мощности [5]

2.10 Нейтронный каротаж (НК)

2.10.1 Нейтронный гамма-каротаж (НГК)

В методе нейтронного гамма-каротажа (НГК) регистрируется искусственно вызванное гамма-излучение горных пород, для возбуждения которого нейтронами бомбардируют стенки скважины.

Схема скважинного прибора НГК включает в себя источник нейтронов и детектор гамма-излучения (рисунок 24).

При соударении с ядрами атомов горных пород нейтроны теряют часть своей энергии и замедляются. Большая часть энергии теряется при упругом соударении с легкими атомами, как правило, водорода. Нейтроны замедляются до «тепловых» энергий (примерно 0,025эВ) примерно через 25 соударений с ядрами водорода и диффундируют через горные породы до момента захвата. При этом процессе происходит испускание гамма-квантов, образующих гамма-излучение радиационного захвата (ГИРЗ). Создаваемое излучение фиксируется детектором гамма-излучения зонда НГК.

Радиационное гамма-излучение (I_{γ}) в основном зависит от содержания водорода в горной породе, а значит и отражает объем нефти и воды. Так как флюиды в горной породе располагаются в порах, метод позволяет оценить пористость исследуемых пород.

На показания НГК влияет ряд нежелательных факторов, которые учитываются при дальнейшей интерпретации: диаметр скважины, толщина обсадных труб, соленость бурового раствора (хлорсодержание, которое повышает интенсивность радиационного гамма-излучения), естественный фон гамма-излучения.

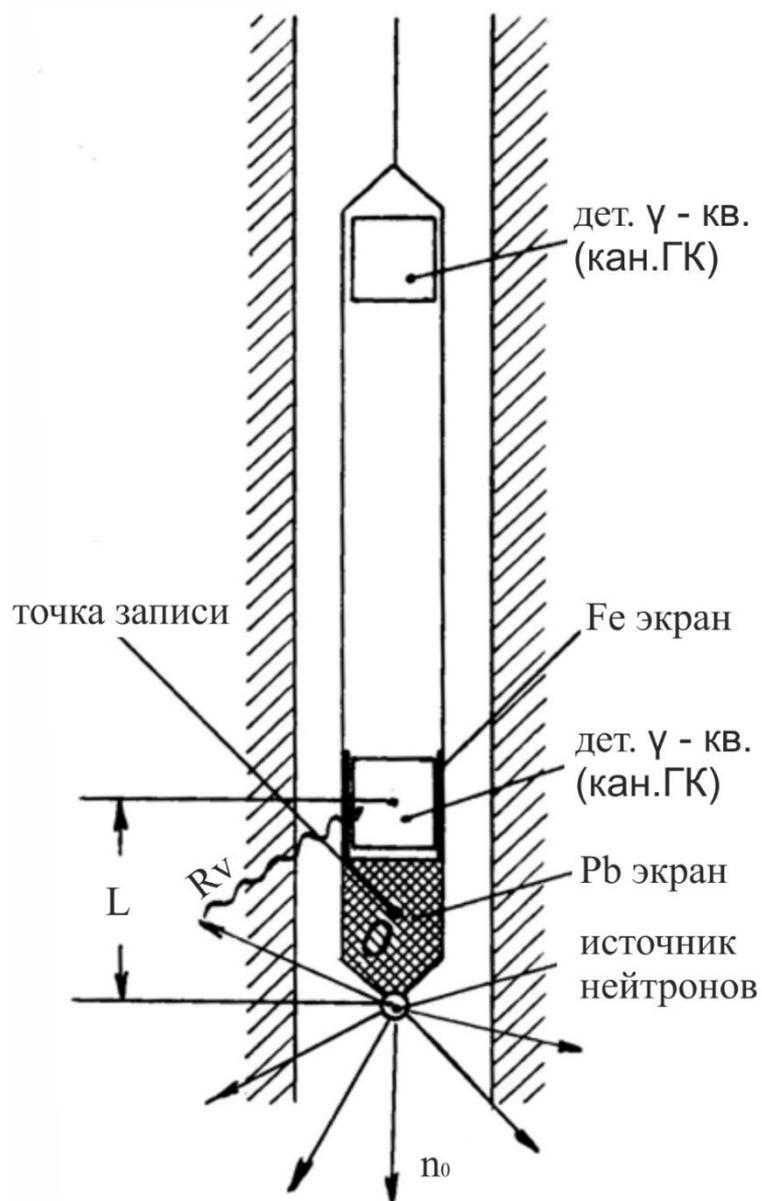


Рисунок 24. Устройство зонда нейтронного гамма-каротажа [8]

Наиболее распространенные задачи, решаемые методом НГК:

- Литологическое расчленение разреза;
- Определение мощностей и контактов пластов;
- Определение пористости горных пород;
- Изучение строения коллекторов и отбивка контактов – ВНК, ГНК, ГВК.

На Кулгинском месторождении нейтронный каротаж проводился в масштабе 1:500 по всему стволу скважины, а в масштабе 1:200 в интервалах БКЗ.

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

Метод нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым нейтронам (ННК-Т) заключается в измерении детектором нейтронов плотности потока тепловых нейтронов, образующихся в результате замедления в горных породах быстрых нейтронов от стационарного источника. Плотность потока тепловых нейтронов ($E_{nT} = 0.025$ эВ) при постоянной длине зонда зависит от поглощающих и замедляющих свойств среды, то есть от содержания элементов с высоким сечением захвата тепловых нейтронов и от водородосодержания. Также плотность тепловых нейтронов (n_T) зависит от расстояния (r) до источника. Данная зависимость представлена на рисунке 25. ННК-Т применяется для решения тех же задач, что и метод НГК [8].

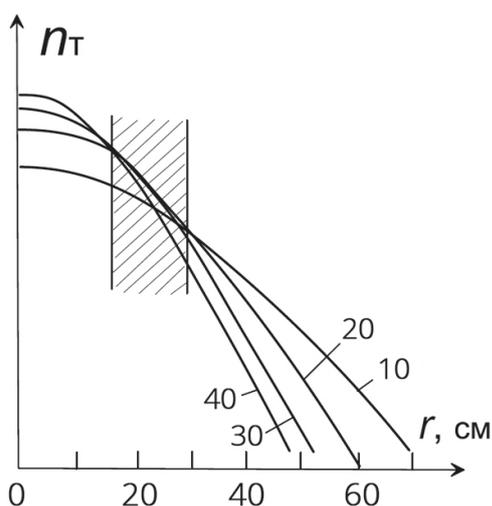


Рисунок 25. Зависимость плотности тепловых нейтронов от расстояния до источника [4]

шифр кривых – коэффициент пористости %; заштрихованная область – область инверсии

Как видно из представленной зависимости, при расстоянии до источника менее 15 см (доинверсионная область) с увеличением водородосодержания увеличивается и плотность нейтронов, при расстоянии более 30 см (заинверсионная область) с увеличением водородосодержания плотность нейтронов уменьшается. При средних расстояниях наблюдается область инверсии. Как правило, на практике используются заинверсионные зонды с длиной более 30 см.

Количественная интерпретация и учет влияния скважинных условий делается аналогично методу НГК, за исключением того, что для ННК-Т нет необходимости учитывать естественный фон гамма-излучения.

2.11 Акустический каротаж (АК)

Метод акустического каротажа основан на изучении в скважинах полей упругих волн и заключается в измерении скорости затухания и распространения упругих волн ультразвуковой (УЗ) или звуковой частоты в исследуемых горных породах.

Скорости упругих волн зависят от таких параметров пород как: минеральный состав, структурно-текстурные особенности, пористость, характер насыщения.

При использовании трехэлементного зонда (два приемника и один источник) методика заключается в регистрации параметров продольной волны от источника сначала на ближнем приемнике, а потом на дальнем. По результатам вычисляется разница времен прихода волны на каждый из приемников, рассчитанная на единицу длины между приёмниками. В итоге удается получить такие параметры, как: скорость распространения упругих волн в породе, время пробега волны на единицу времени (интервальное время), амплитуда колебаний, коэффициент ослабления (поглощения) – уменьшение амплитуды колебаний волны в результате ее удаления от приемника.

Как правило, при акустическом каротаже используют трехэлементные зонды (рисунок 26), которые состоят из двух источников (излучателей) упругих волн и одного приёмника или, наоборот, двух приёмников и одного излучателя [8].

Метод АК позволяет решать задачи по:

- Литологическому расчленению разреза
- Выделению коллекторов
- Определению коэффициента пористости
- Определению характера насыщения
- Определению положения ВНК

На Кулгинском месторождении амплитудные и временные замеры акустического каротажа выполнялись в масштабах глубин 1:500 и 1:200.

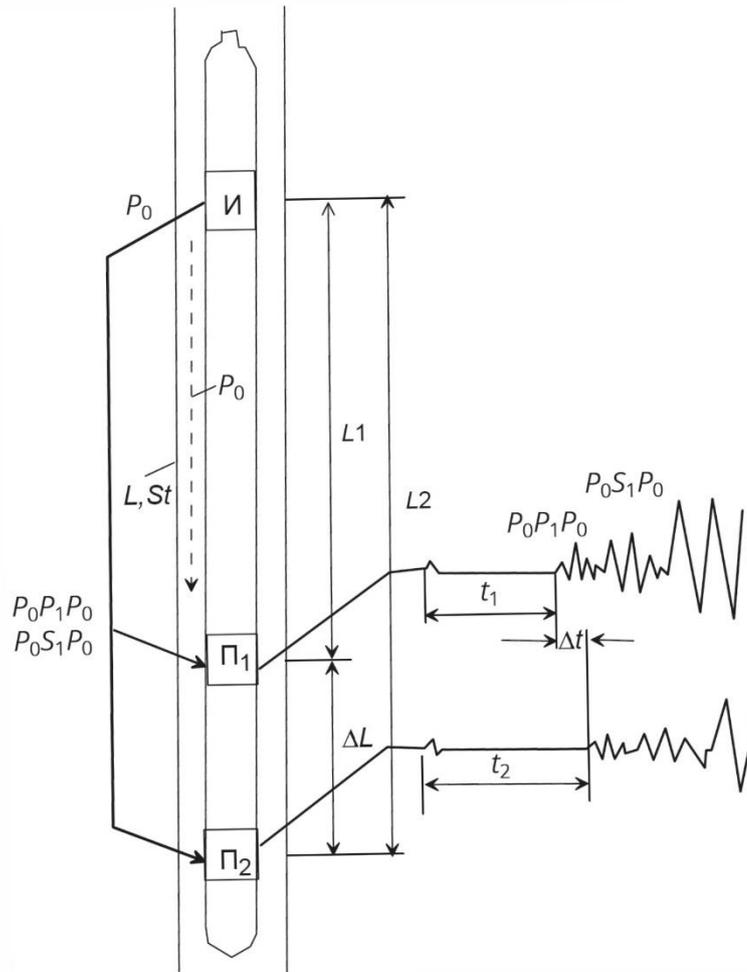


Рисунок 26. Схема трехэлементного зонда [3]

ΔL – база зонда; $L2$ – длина зонда; П1, П2 – приемники; И – источник (излучатель) упругих волн

2.12 Кавернометрия

Кавернометрия используется для контролирования диаметра скважины во время бурения и после его окончания. Зачастую фактический диаметр скважины d_s отличается от номинального d_n , который соответствует диаметру долота. Равенство фактического и номинального диаметров скважины наблюдается напротив плотных непроницаемых пород, уменьшение фактического диаметра относительно номинального наблюдается напротив пород-коллекторов, так как образуется глинистая корка, увеличение наблюдается напротив

песков и глин вследствие образования каверн (рисунок 27). Фактический диаметр скважины необходимо знать для решения как геологических, так и технических задач.

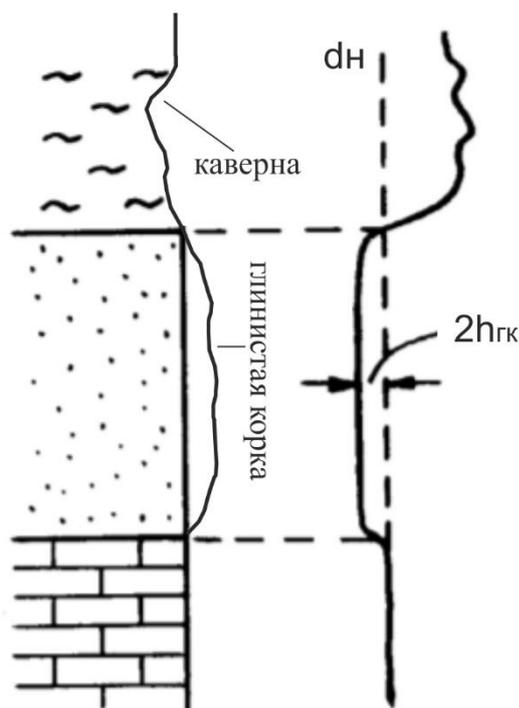


Рисунок 27. Зависимость среднего диаметра скважины от литологии разреза [8]

Для регистрации кривой изменения диаметра скважины от ее глубины (кавернограммы) используют специальные приборы – каверномеры. Существует много вариаций каверномеров, отличающихся друг от друга способом преобразования механического сигнала в электрический, и рычажной системой. Для детального изучения разреза скважины с целью выделения коллекторов используют микрокаверномеры, которые позволяют измерить толщину глинистой корки.

3. МЕТОДИКИ ВЫДЕЛЕНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ ИХ ПАРАМЕТРОВ

3.1 Литологическое расчленение разрезов

Литологическое расчленение разреза скважины является основой при оперативной интерпретации. Некоторые методы комплекса делают только по отдельным интервалам. Существует два основных типа разрезов на нефтяных и газовых месторождениях: терригенный и карбонатный. Разрез юрских отложений Кулгинского месторождения представлен по большей части песчаниками, алевролитами, аргиллитами и плотными карбонатизированными песчаниками, поэтому будет рассмотрено расчленение терригенного разреза. Основные методы ГИС, применяемые при литологическом расчленении: АК, ПС, ГК, разноглубинные методы сопротивления (КС, микрозонды КС, БК, ИК, БКЗ), кавернометрия.

Глины и её разновидности отличаются высокими значениями на кривых ПС и ГК, низкими значениями сопротивлений, низкими показаниями нейтронных методов, высокими значениями интервального времени на кривых АК, примерно равными значениями микрозондов, а также увеличенным диаметром скважины за счёт разрушения во время бурения.

Песчаники отличаются низкими значениями на кривых ПС, ГК и ГГК-II (при использовании шкалы, оцифрованной в единицах плотности). Удельное сопротивление изменяется в достаточно широких пределах, так как во многом зависит от характера насыщения (более высокие значения при насыщении нефтью и более низкие при насыщении водой). По сравнению с глинами песчаники отличаются более высокими показаниями нейтронных методов. На диаграммах АК высокие значения интервального времени. На диаграмме каверномера отмечается уменьшение диаметра скважины относительно номинального за счёт образования глинистой корки. Также в интервалах песчаников наблюдается положительные приращения показаний микро-потенциал зондов над показаниями микро-градиент зондов.

Алевролиты схожи с песчаниками по показаниям методов ГИС, однако имеют менее выраженные признаки. Так, на кривых АК они отличаются чуть более низкими значениями интервального времени, а на кривых ГК и ПС, наоборот, более высокими.

Плотные породы имеют чёткие признаки, например, аномально минимальные значения на кривых АК, максимальные показания ГГК-II (при использовании шкалы, оцифрованной в единицах плотности). Помимо очевидных признаков можно отметить

примерное соответствие диаметра скважины номинальному или небольшое его увеличение, высокие значения сопротивлений и нейтронных методов.

Также в терригенном разрезе встречаются пласты углей, которые отлично выделяются на диаграммах ГИС. Уголь отличается аномально высокими значениями интервального времени и приращения диаметра скважины относительно номинального за счёт образования крупных каверн при бурении. Отличительно низкие показания нейтронных методов из-за высокого водородосодержания. Минимальные показания метода ГГК-П (при использовании шкалы, оцифрованной в единицах плотности). Высокие показания сопротивлений дальними зондами, так как уголь является диэлектриком.

С примером литологического расчленения разреза скважины по комплексу ГИС можно ознакомиться на рисунке 28.

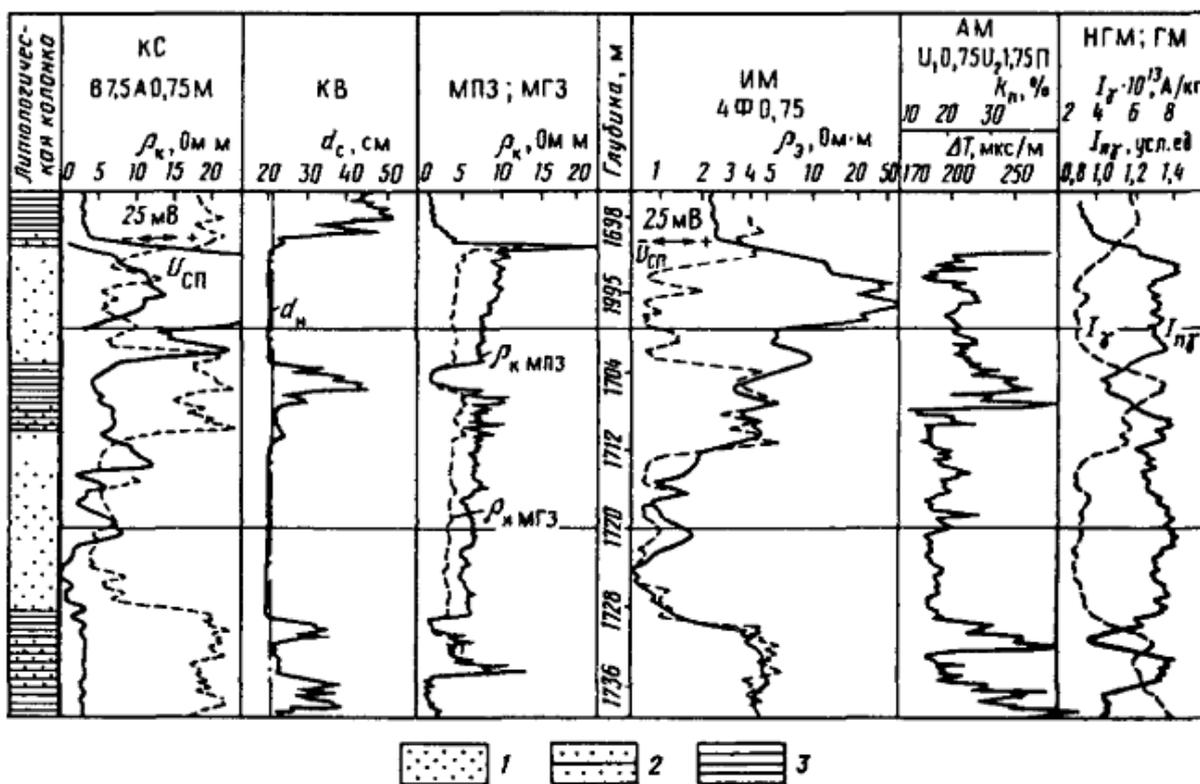


Рисунок 28. Пример литологического расчленения и выделения коллекторов в терригенных отложениях по комплексу ГИС [2]

1 – песчаник(коллектор); 2 – Алеврит; 3 – Глина

3.2 Выделение коллекторов по качественным и количественным критериям

На диаграммах ГИС коллекторы отмечаются положительными приращениями значений микро-потенциал зонда над значениями микро-градиент зонда, уменьшением диаметра скважины относительно номинального за счёт образования глинистой корки, отрицательными аномалиями на кривых ПС, низкими показаниями ГК относительно вмещающих глин, средними и повышенными значениями акустического и нейтронного каротажа, радиальным градиентом удельных сопротивлений за счёт разности сопротивлений зоны проникновения и незатронутого пласта, который определяется по данным зондов различной глубинности.

При отсутствии или неопределенности прямых качественных признаков привлекаются количественные: граничные значения геофизических и петрофизических параметров.

Одним из количественных признаков является граничное значение относительной амплитуды метода ПС ($\alpha_{ПС}^{TP}$). На исследуемом объекте нижние пределы параметра $\alpha_{ПС}$ устанавливаются по данным скважин с полным комплексом методов ГИС хорошего качества, достаточно равномерно расположенных по площади месторождения. Гистограммы распределения $\alpha_{ПС}$ для коллекторов и неколлекторов приведены на рисунке 29. Из распределений видно, что породы неколлекторы отмечаются меньшими значениями параметра $\alpha_{ПС}$, а граничным является значение, равное 0,38, выше которого порода определяется как коллектор. Этот способ называется статистическим.

Определение значений $\alpha_{ПС}$ в скважинах определялось по следующим формулам:

$$\alpha_{ПС} = E_S / E_{S,max} \quad (9)$$

где: E_S - амплитуда ПС для данного пласта, мВ;

Определялось как:

$$E_S = SP_{max} - SP$$

где: SP_{max} – значение, равное линии глин, мВ;

SP – значения данного пласта, мВ;

$E_{S,max}$ статическая (приведенная) амплитуды ПС для опорного пласта с максимальной амплитудой ПС, мВ. Определялось как:

$$E_{S,max} = SP_{max} - SP_{min} \quad (11)$$

где: SP_{max} – значение, равное линии глин, мВ;

SP_{min} – значение, равное линии песков, мВ;

Другой способ определения граничных значений – корреляционный. При этом получение петрофизических граничных параметров основывается на анализе лабораторных исследований керн. В данной работе критерии обосновываются, исходя из представлений о возможности фильтрации флюида в поровом пространстве коллектора, характеризующейся наличием динамической $K_{пд}$ и эффективной пористости $K_{пэф}$ [10]. Коэффициенты динамической ($K_{пд}$) и эффективной ($K_{пэф}$) пористости выражается как:

$$K_{пд} = K_{п} * (1 - K_{во} - K_{но}) \quad (12)$$

$$K_{пэф} = K_{п} * (1 - K_{во}) \quad (13)$$

где: $K_{п}$ – коэффициент открытой пористости;

$K_{во}$ – коэффициент остаточной водонасыщенности;

$K_{но}$ – коэффициент остаточной нефтенасыщенности;

На рисунках 30 и 31 представлены основные сопоставления фильтрационно-емкостных свойств пород.

По результатам экспериментов по вытеснению на 33 образцах были установлены значения коэффициента остаточной нефтенасыщенности, которые были использованы при расчете коэффициента динамической пористости. По сопоставлению коэффициентов открытой пористости, проницаемости и остаточной водонасыщенности с динамической пористостью были установлены граничные значения этих параметров, при котором значение $K_{пд}=0$. Для отложений пласта Ю₁: $K_{п} = 11.9 \%$, $K_{пр} = 0.2$ мД, $K_{во} = 66.8 \%$. Для отложений пластов Ю₄₋₆: $K_{п} = 10.6 \%$, $K_{пр} = 0.18$ мД, $K_{во} = 74.9 \%$ [10].

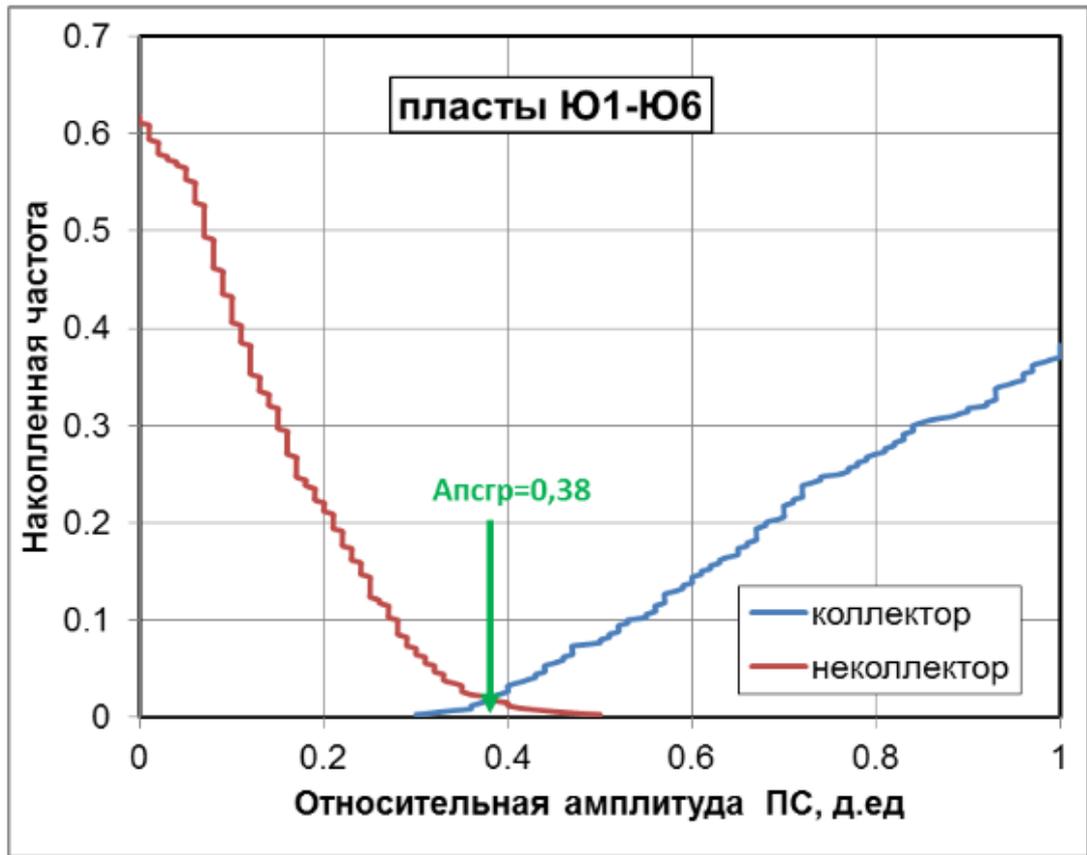


Рисунок 29. Сопоставление интегральных распределений параметра $\alpha_{пс}$ – по коллекторам и неколлекторам с использованием прямых качественных признаков для отложений Ю₁-Ю₆ Кулгинского месторождения [10]

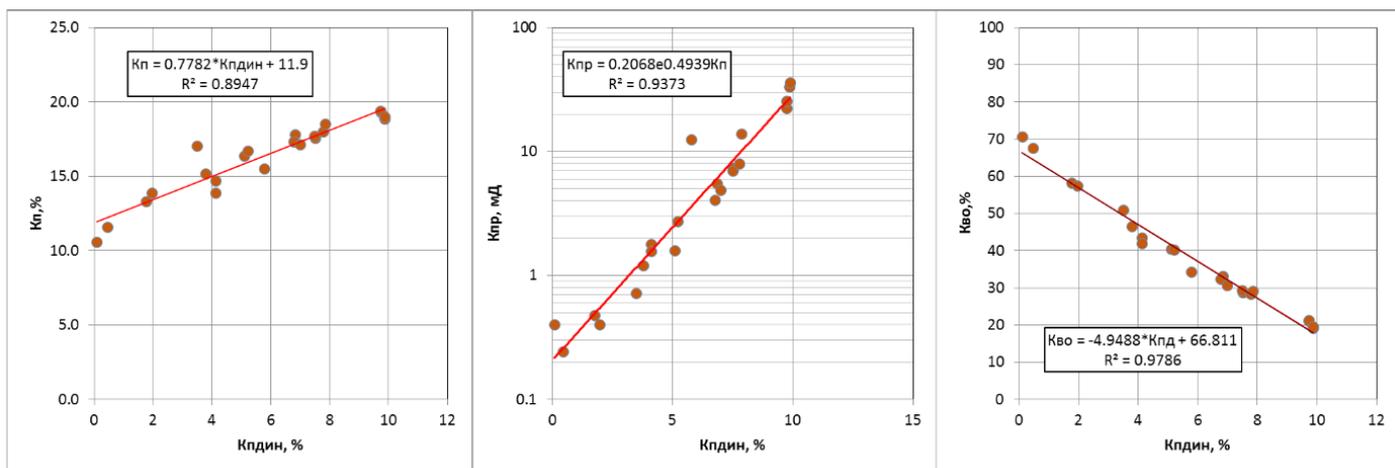


Рисунок 30. Сопоставления результатов лабораторных исследований керн пласта Ю₁ Кулгинского месторождения [10]

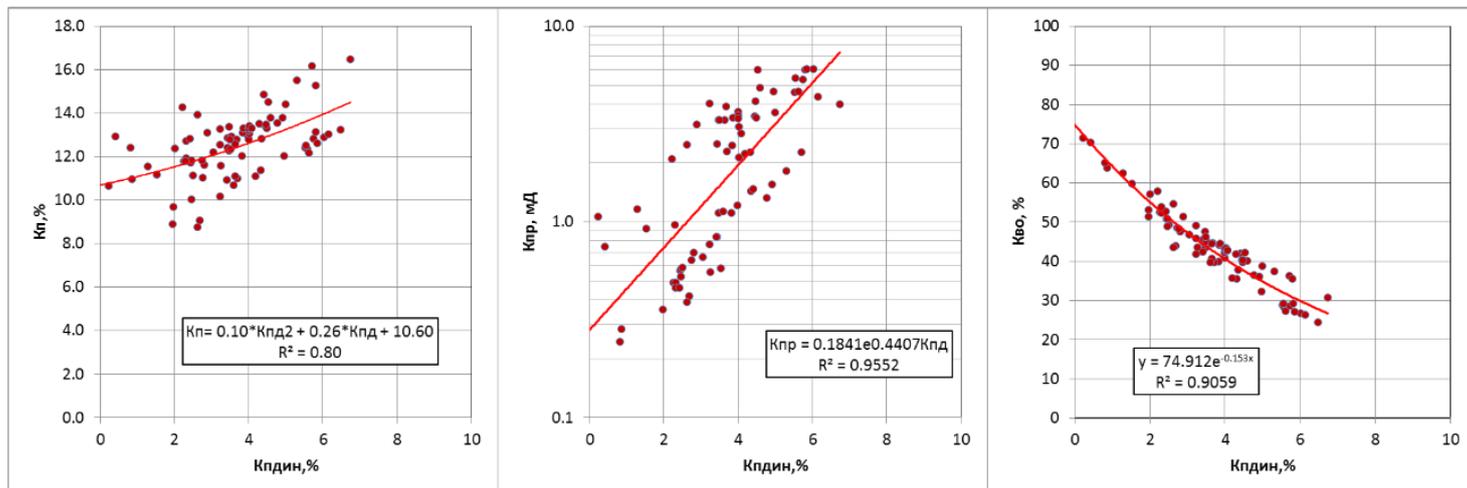


Рисунок 31. Сопоставления результатов лабораторных исследований ядра пластов Ю₄₋₆ Кулгинского месторождения [10]

3.3 Изучение характера насыщения коллекторов, отбивка контактов

Изучение характера насыщения коллекторов основано на сравнении удельных сопротивлений неизменной части пласта ($\rho_{п}$) и критических значений удельных сопротивлений ($\rho_{п.кр}$), которые характеризуют границу между промышленными и непромышленными коллекторами.

Важно надежно определить $\rho_{п}$. Это позволяет сделать метод БКЗ на основе данных дальнего зонда. Однако в случае наличия плотных прослоев в породе-коллекторе показания БКЗ могут быть искажены экраным эффектом. Тогда используют индукционные методы.

Также важным условием для корректного определения $\rho_{п}$ является небольшая глубина зоны проникновения фильтра бурового раствора. Если глубина зоны проникновения больше радиуса исследования глубинных зондов, то оценить характер насыщения по данным электрических методов каротажа однозначно нельзя.

Значения $\rho_{п.кр}$ определяют на основе статистического анализа большого количества испытаний нефтеносных и непродуктивных коллекторов. Составляется статистические распределения значений $\rho_{п}$ для двух классов коллекторов, которые дали притоки нефти или воды (рисунок 32). При совмещении кривых распределения получают точку их пересечения, в которой значение удельного сопротивления является $\rho_{п.кр}$.

Водонефтяной (ВНК) и газовой (ГВК) контакты определяют по данным каротажа сопротивлений. Переход от нефтяной части коллектора к водяной постепенный, поэтому ВНК не четкий. Поэтому в подобных коллекторах выделяют три зоны: зона полного

насыщения нефтью, переходная зона, зона полного насыщения водой. В зоне полного насыщения нефтью характерны максимальные значения ρ_n . В переходной зоне значения ρ_n изменяются от максимальных до соответствующих коллектору, насыщенному водой. В водоносной зоне $\rho_n = \rho_{вп}$. Подошва нефтеносной части коллектора и кровля водоносной (зеркало воды) являются границами для переходной зоны (рисунок 33).

За ВНК принимают границу в переходной зоне, выше которой при испытании получают промышленные притоки нефти с водой. Чтобы определить положение ВНК по данным метода сопротивлений, находят границы переходной зоны, устанавливают удельные сопротивления зоны полного нефтенасыщения, удельные сопротивления зоны полного водонасыщения. После этого с учетом линейного закона изменения удельного сопротивления переходной зоны ($\rho_{пз}$) строится график $\rho_{пз} = f(H)$. Водонефтяной контакт устанавливают на глубине, которой соответствует $\rho_{п.кр}$ на графике $\rho_{пз} = f(H)$. Газоводяной контакт по данным электрических методов каротажа устанавливается аналогично водонефтяному.

Газонефтяной контакт (ГНК) устанавливают по результатам комплекса нейтронных методов и методов сопротивлений. На основе метода сопротивлений невозможно разделить газо- и нефтенасыщенные части коллектора, но можно установить зону содержания углеводородов.

Положение самого ГНК позволяют установить стационарные нейтронные методы (НГК или ННК-Т), которые проводят по специальной программе: первый замер до спуска колонны, второй замер сразу после крепления скважины колоннами, дальнейшие замеры через определенные интервалы времени, которые позволяют отразить появление и рост повышенных показаний НГК в газонасыщенной части коллектора в сравнении с нефтенасыщенной. После стабилизации повышенных показаний замеры прекращают и проводят ГНК на нижней границе, отличающейся повышенными показаниями НГК (рисунок 34).

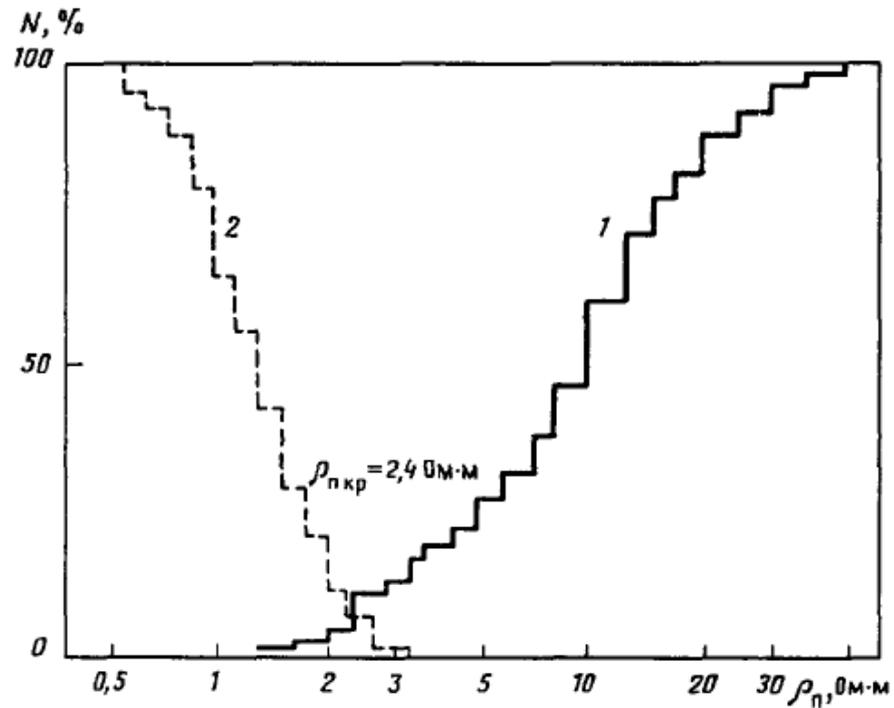


Рисунок 32. Определение критического (граничного) значения $\rho_{п.кр}$ наложением распределений $\rho_{п}$ для объектов, давших приток нефти (1) и воды (2) [2]

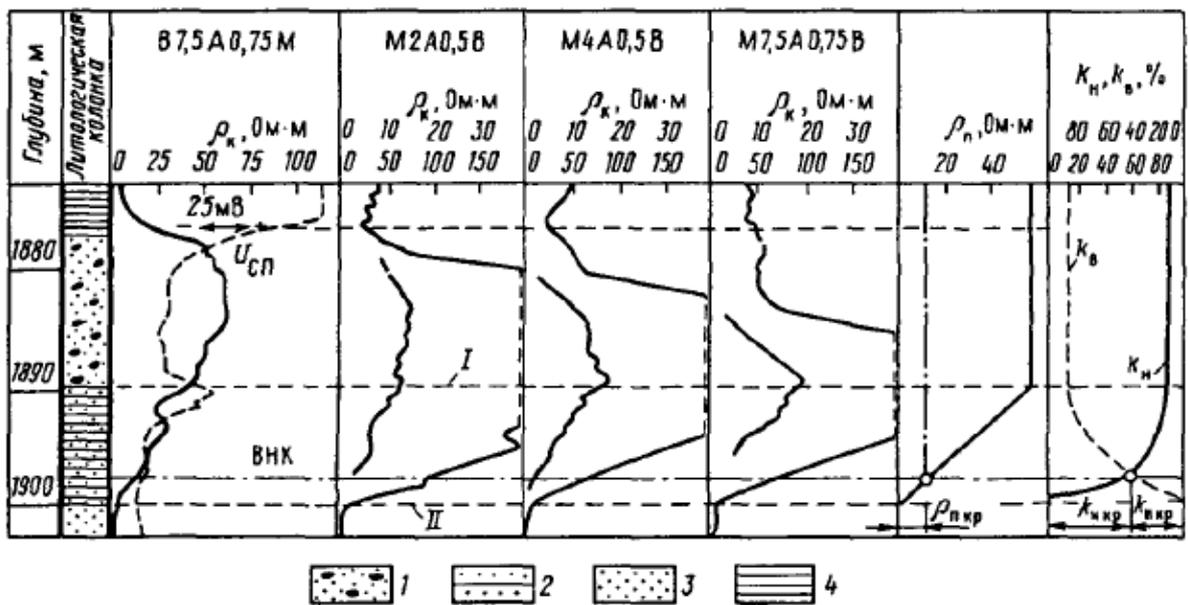


Рисунок 33. Установление водонефтяного контакта в терригенном коллекторе методами КС и ПС при наличии переходной зоны [2]

I – нижняя граница зоны предельного нефтенасыщения; II – зеркало воды; 1 – зона предельного нефтенасыщения; 2 – переходная зона; 3 – песчаный пласт; 4 – глина;

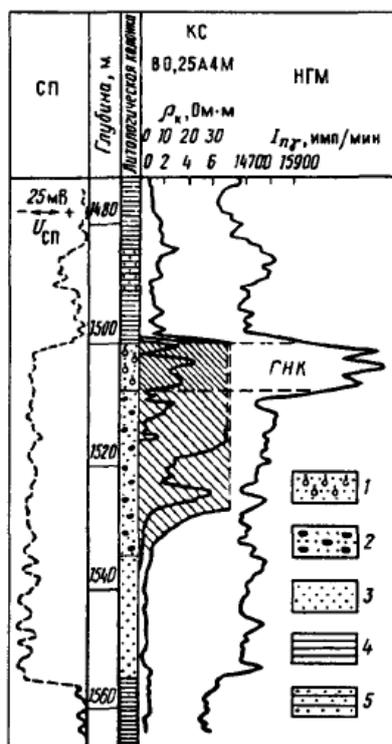


Рисунок 34. Определение ГНК и ВНК в терригенном коллекторе при комплексировании методов сопротивления и нейтронного гамма-метода [3]

Песчаник: 1 – газоносный; 2 – нефтеносный; 3 – водоносный; 4 – глина; 5 – неколлектор.

3.4 Методика определения пористости коллекторов

Основной методик определения пористости пород-коллекторов нефти и газа является различие физических свойств твердого скелета породы и флюидов, заполняющих пустотное пространство. Одними из основных геофизических методов для определения коэффициента пористости (K_p) служат каротажи гамма-гамма плотностной (ГГК-П), акустический (АК), нейтронный (НК) и метод собственных потенциалов (ПС).

3.4.1 Определение пористости по данным метода ГГК-П

Метод ГГК-П позволяет определить объемную плотность, зная которую, по следующей формуле можно определить общую пористость:

$$K_{\Pi} = \frac{\delta_{\text{м}} - \delta_{\Pi}}{\delta_{\text{м}} - \delta_{\text{ж}}} \quad (14)$$

где: $\delta_{\text{м}}$ – объемная плотность минерального скелета;

δ_{Π} – объемная плотность породы (измеряемая методом ГГК-П);

$\delta_{\text{ж}}$ – плотность флюида, заполняющего поры в прискважинной зоне;

Флюидом может быть как нефть, с плотностью около 0,8, так и солёная вода с плотностью около 1,2. Но так как глубинность метода небольшая, а прискважинная зона, как правило, подвержена проникновению бурового раствора – за плотность флюида берут плотность фильтрата бурового раствора.

Значения объемной плотности минерального скелета берут исходя из данных о его составе. Данные работы требуют исследований на керне.

В результате можно вывести зависимость объемной плотности ($\delta_{\text{об}}$) от пористости породы (рисунок 35). Для данной работы искомая связь $K_{\Pi} = f(\delta_{\text{об}})$ установлена на керне, плотность которого предварительно пересчитана для условий полной водонасыщенности порового пространства, для продуктивных отложений Ю₁-Ю₆ имеет вид [10]:

$$K_{\Pi} = -45,4 * \delta_{\text{об}} + 124,55 \quad (15)$$

Представленная методика является наиболее перспективной, поскольку в сравнении с другими методами ГИС менее подвержена влиянию глинистости. Однако на Кулгинском месторождении ГГК-П проведен лишь в 3 скважинах, поэтому используется по большей части в качестве контрольного.

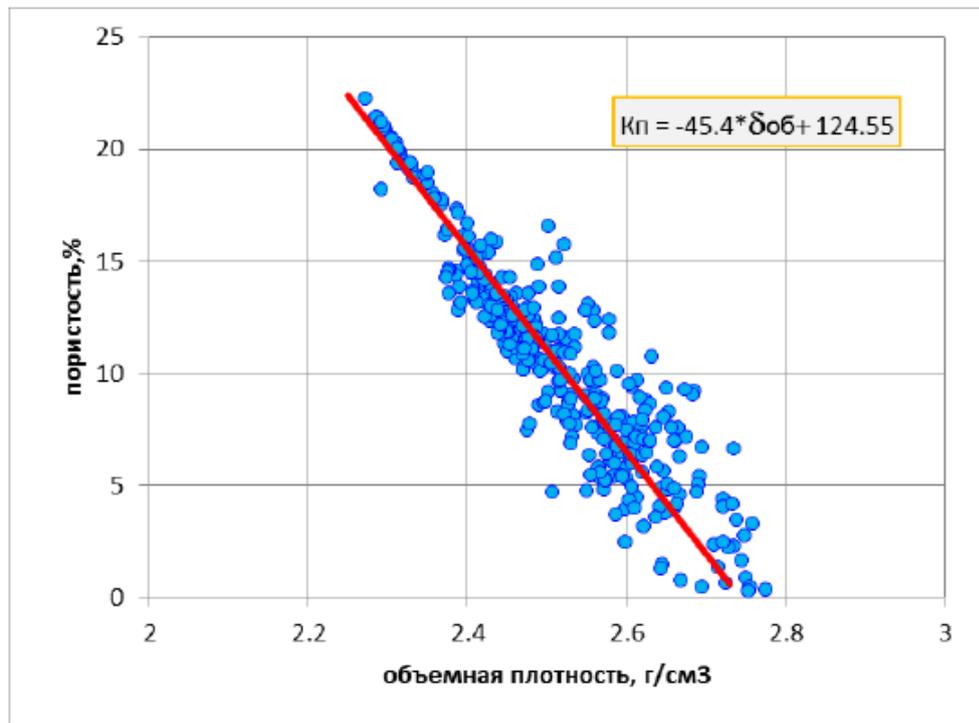


Рисунок 35. Связь объемной плотности и открытой пористости пород продуктивных пластов Ю₁-Ю₆ Кулгинского месторождения [10]

3.4.2 Определение пористости по методу АК

Определяемая методом АК скорость распространения упругих волн в породе зависит от пористости. Существует зависимость, благодаря которой можно определить коэффициент пористости на основании данных АК.

$$K_{п} = \frac{\Delta t - \Delta t_{м}}{\Delta t_{ж} - \Delta t_{м}} \quad (16)$$

где: Δt – интервальное время пробега в исследуемой породе (данные АК);

$\Delta t_{м}$ - интервальное время пробега для минерального скелета;

$\Delta t_{ж}$ - интервальное время пробега для флюида, содержащегося в порах породы;

Скорость распространения волн для минерального скелета определяется на образцах исследуемого пласта. Скорость распространения волн в жидкости зависит от минерализации, температуры и давления. Для её точного определения используют номограммы, учитывающие изменения от перечисленных параметров (рисунок 36).

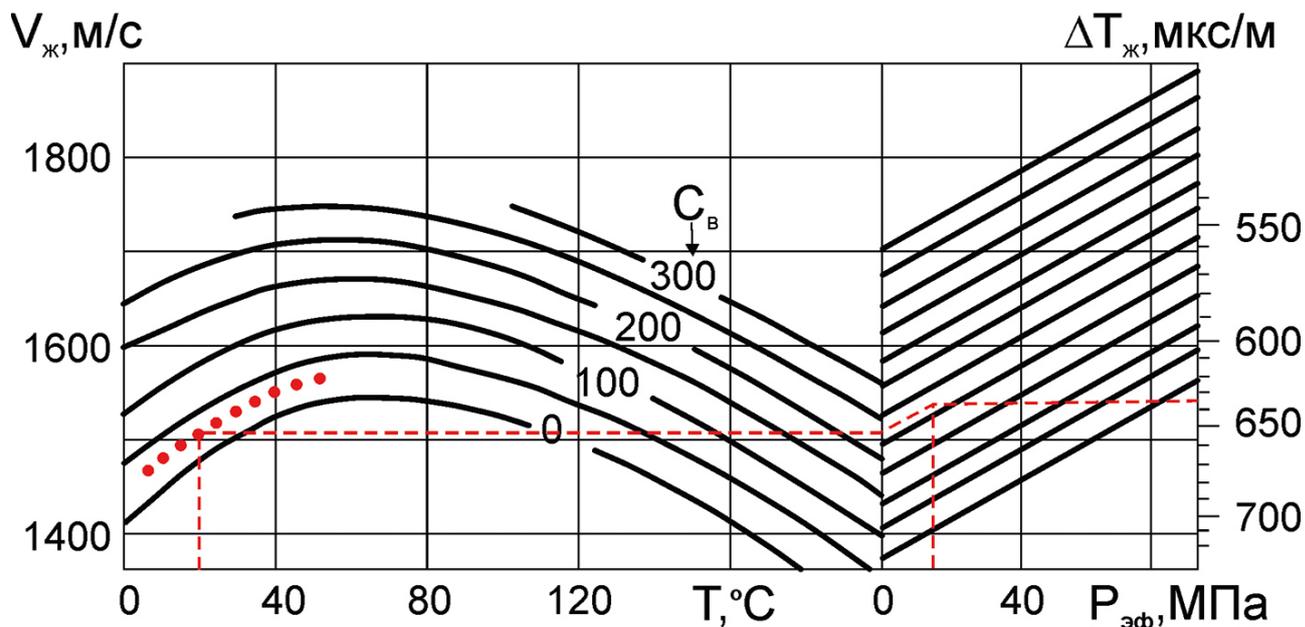


Рисунок 36. Связь интервального времени $\Delta t_{ж}$ и скорости $V_{ж}$ в пластовой воде с минерализацией ($C_{в}$) при учёте давления ($P_{эф}$) и температуры (T , °C) [3]: шифр кривых — $C_{в}$, г/л

В данной работе был использован общий характер зависимости пористости от интервального времени распространения упругой волны с учетом глинистости через относительную амплитуду ПС, выраженным уравнением [10]:

$$\Delta T = C * K_{п}^2 * (\alpha_{пс} - 0,05)^{-0,5} + 180 \quad (17)$$

где: C - коэффициент, который учитывает размерность величин, входящих в формулу и степень уплотнения пород. В данной работе принят равным 0,35 [10].

Из формулы (17) можно выразить $K_{п}$:

$$K_{п} = \sqrt{\frac{\Delta T - 180}{C * (\alpha_{пс} - 0,05)^{-0,5}}} \quad (18)$$

3.4.3 Определение пористости по методу НК

Для определения пористости по методу НК необходимо оценить величину водородосодержания (W). Эта величина, как правило, определяется по данным нейтронных методов по экспериментальным зависимостям показаний НК-Т или НК-Г от W , которые получают для натуральных моделей пористой среды с минеральным скелетом, представленным кальцитом, а поровое пространство заполнено пресной водой.

По экспериментальным исследованиям выяснено, что при изменении коэффициента нейтронной пористости (или водородосодержания) от 3-5 до 25-35%, зависимость между W и показаниями нейтронного каротажа (J_n) близка к линейной в системе координат J_n и $\lg W$. Так как на Кулгинском месторождении в большинстве скважин регистрация ННК-Т была проведена однозондовой аппаратурой типа ДРСТ, для практических расчетов использована формула, аппроксимирующая зависимость показаний зонда ННК-Т-50 от пористости известняков в не обсаженной скважине из альбома палеток ВНИИЯГГ (1979 г.) (рисунок 37).

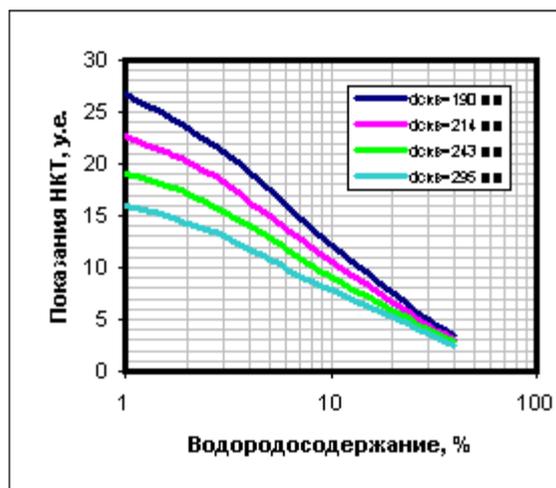


Рисунок 37. Экспериментальная зависимость $J_{nn}=f(W)$, полученная для натуральной модели пористой среды [10]

В формульном выражении получается следующее [10]:

$$W = (120.7 * d_c + 43.236) * \exp((0.0458 - 1.048 * d_c) * J_n) \quad (19)$$

где: d_c – диаметр скважины [мм];

J_n – показания метода ННК-Т

Для других типов однозондовых приборов, при пересчете показаний НК в величину W , также используется указанная зависимость. Полученные значения корректируют по формуле (20) [10], учитывая литологию скелета породы.

$$W_p = 0.0007 * W^3 - 0.0404 * W^2 + 1.5859 * W + 1.1237 \quad (20)$$

Для определения пористости по методу НК на Кулгинском месторождении используется следующая формула [10]:

$$K_{\Pi}^{\text{НК-ПС}} = a * \alpha_{\text{пс}}^b * W^c \quad (21)$$

где W – водородосодержание породы;

a , b , c - эмпирические константы, которые подбираются экспериментально. Значения констант: $a = 1.21$; $b = 0.5$; $c = 0.79$ [10]. Данная формула учитывает влияние глинистости благодаря параметру $\alpha_{\text{пс}}$ и позволяет с достаточной точностью определить пористость как коллекторов, так и непроницаемых пород.

3.4.4 Определение пористости по методу ПС

Основанием для определения коэффициента пористости по методу ПС является наличие корреляционной связи между коэффициентами глинистости, пористости и амплитудой ПС (коэффициентом $\alpha_{\text{пс}}$). Для применения данного метода оценивалась взаимосвязь K_{Π} по керну, осредненным в интервале проницаемых прослоев, с относительной амплитудой ПС (рисунок 38). Методика определения коэффициента $\alpha_{\text{пс}}$ описана в разделе 3.2.

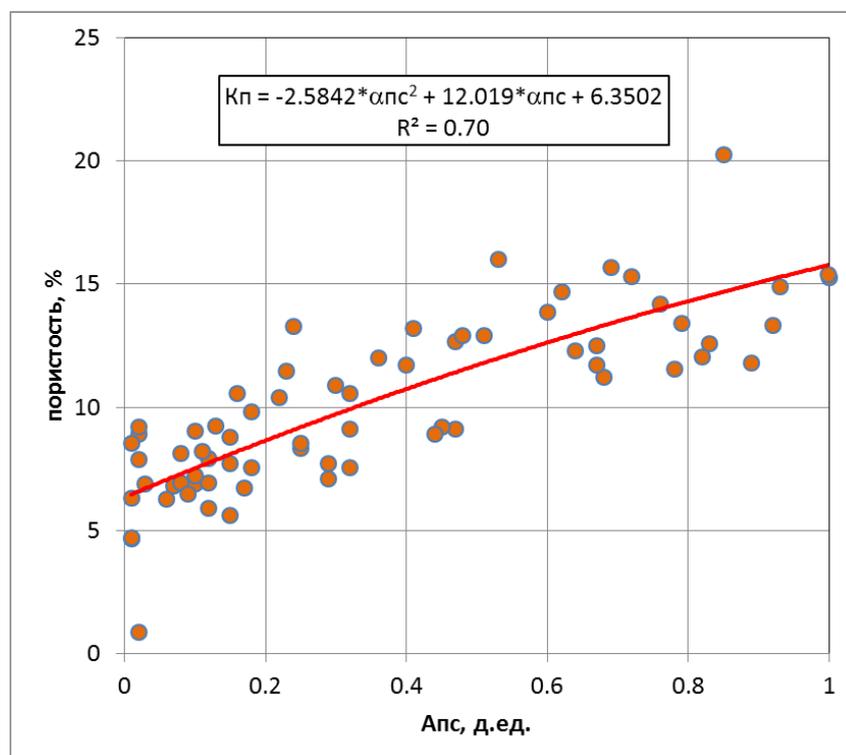


Рисунок 38. Зависимости $K_{\Pi}=f(\alpha_{\text{пс}})$ для пластов Ю₁-Ю₆ Кулгинского месторождения [10]

Стоит отметить, что зависимости строились только для пластов, охарактеризованных не менее двумя образцами на погонный метр толщины и выносе керна не менее 60%. Также для снижения фактора помех использовались пласты толщиной не менее, чем полтора метра. В итоге была получена зависимость [10] :

$$K_{\text{п}} = -2,5842 * \alpha_{\text{пс}}^2 + 12,019 * \alpha_{\text{пс}} + 6,3502 \quad (22)$$

3.5 Методика оценки проницаемости коллекторов

Способность пород пропускать через себя флюиды характеризуется проницаемостью. Как правило, проницаемость связана с пористостью – чем больше пористость, тем выше и проницаемость.

Также проницаемость зависит и от таких параметров, как: вязкость флюида, сечение канала, перепад давлений и пр. Это подтверждает закон линейной фильтрации Дарси:

$$K_{\text{пр}} = \frac{Q * \mu * L}{S * \Delta p} \quad (23)$$

где: Q – объемный расход флюида за единицу времени;

μ – динамическая вязкость флюида;

L – длина образца;

S – сечение образца;

Δp – перепад давлений;

В данной работе будет определен коэффициент абсолютной проницаемости ($K_{\text{пр}}$). Хотя данный параметр и не является подсчетным, он позволяет наряду с коэффициентом пористости оценить фильтрационно-емкостные характеристики коллекторов и оптимально спроектировать схему разработки месторождения.

Для определения $K_{\text{пр}}$ используются эмпирические зависимости между фильтрационно-емкостными параметрами, полученные по результатам исследования керна материала (рисунок 39).

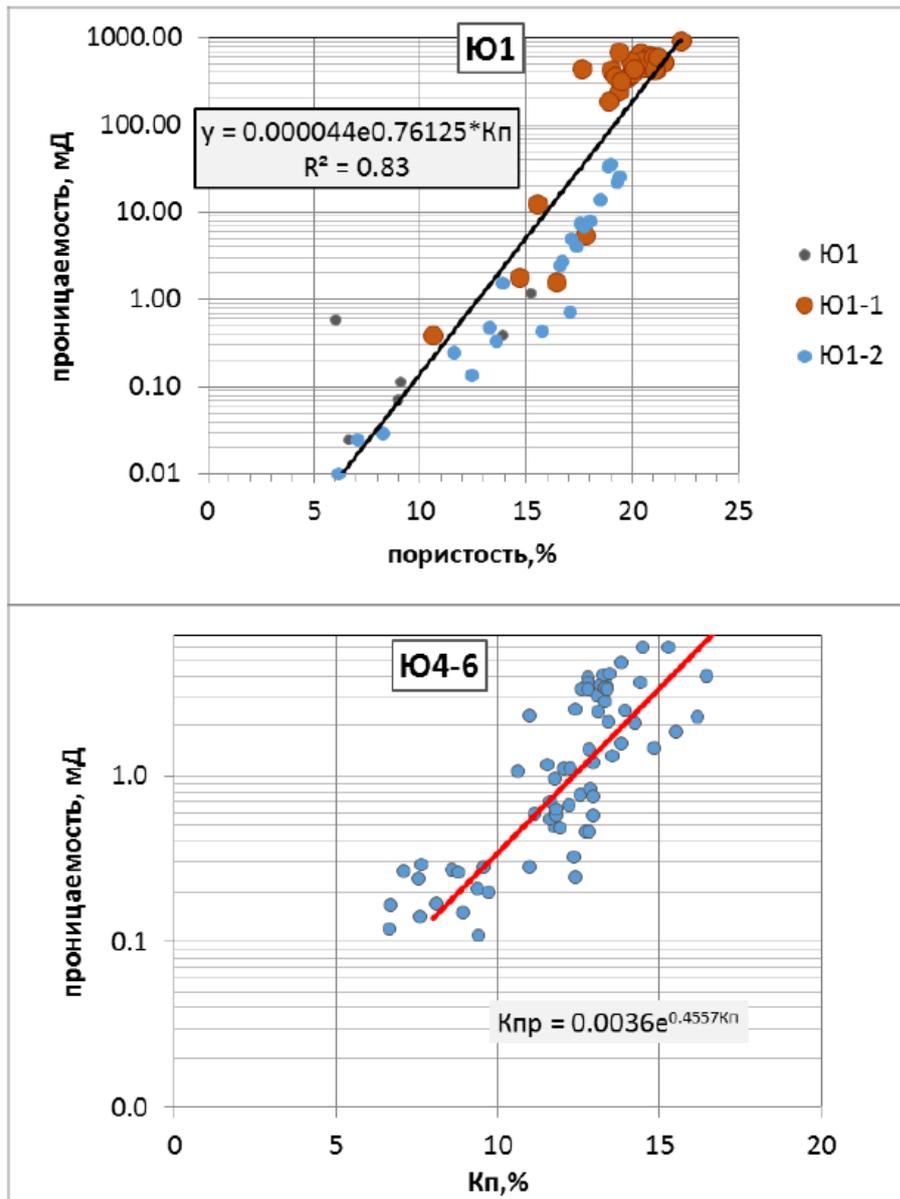


Рисунок 39. Зависимость коэффициента проницаемости от коэффициента пористости по продуктивным пластам Ю₁ и Ю₄₋₆ Кулгинского месторождения [10].

Полученная зависимость для пласта Ю₁ [10]:

$$K_{пр} = 0,000044 * \exp(0.761257 * K_{п}) \quad (24)$$

Полученная зависимость для пласта Ю₄₋₆ [10]:

$$K_{пр} = 0.0036 * \exp(0.4557 * K_{п}) \quad (25)$$

3.6 Методика определения нефтенасыщенности коллекторов

Для оценки коэффициента нефтенасыщенности (K_n) сначала по данным ГИС и исследований керна определяют коэффициент водонасыщенности. Основным уравнением для определения коэффициента водонасыщенности (K_v) является уравнение Арчи-Дахнова:

$$K_v = \sqrt[n]{\frac{a * b * \rho_v}{K_n^m * \rho_n}} \quad (26)$$

где ρ_v – удельное электрическое сопротивление пластовой воды;

ρ_n – удельное электрическое сопротивление пласта, определяемое дальними зондами (ИК, БКЗ, ВИКИЗ);

a, b, m, n – коэффициенты связи, определяемые по результатам составления петрофизических зависимостей

На основе лабораторных исследований керна составляются петрофизические зависимости параметра пористости (P_n) от коэффициента пористости (формула 27) и параметра насыщенности (P_n) от коэффициента водонасыщенности (формула 28):

$$P_n = a * K_n^{-m} \quad (27)$$

$$P_n = b * K_v^{-n} \quad (28)$$

Для пластов Ю₁ и Ю₄₋₆ моделирование зависимостей $P_n=f(K_n)$, $P_n=f(K_v)$ выполнено на собственном керна по 89 образцам. Искомые зависимости приведены на рисунках 40-41 и имеют вид [10]:

Пласты Ю₁:

$$P_n = 1,0704 * K_n^{-1,77} \quad (29)$$

$$P_n = 1,0347 * K_v^{-1,694} \quad (30)$$

Пласты Ю₄₋₆:

$$P_{\Pi} = 3,1053 * K_{\Pi}^{-1,202} \quad (31)$$

$$P_{\Pi} = 0,9901 * K_{\Pi}^{-1,747} \quad (32)$$

Исходя из определенных зависимостей коэффициенты связей равны: для пластов Ю₁ – $a = 1.0704$, $b = 1.0347$, $m = -1.77$, $n = -1.694$; для пластов Ю₄₋₆ – $a = 3.1053$, $b = 0.9901$, $m = -1.202$, $n = -1.747$ [10].

Определение удельного сопротивления пластовых вод проводилось по минерализации насыщающей воды и температуре пластов. В результате получились следующие значения: пласт Ю₁ – 0,085 Омм, пласт Ю₄ – 0,07 Омм, пласт Ю₅₋₆ – 0,066 Омм [10].

Коэффициент нефтенасыщенности связан с коэффициентом водонасыщенности по следующей формуле:

$$K_{\Pi} = 1 - K_{\text{в}} \quad (33)$$

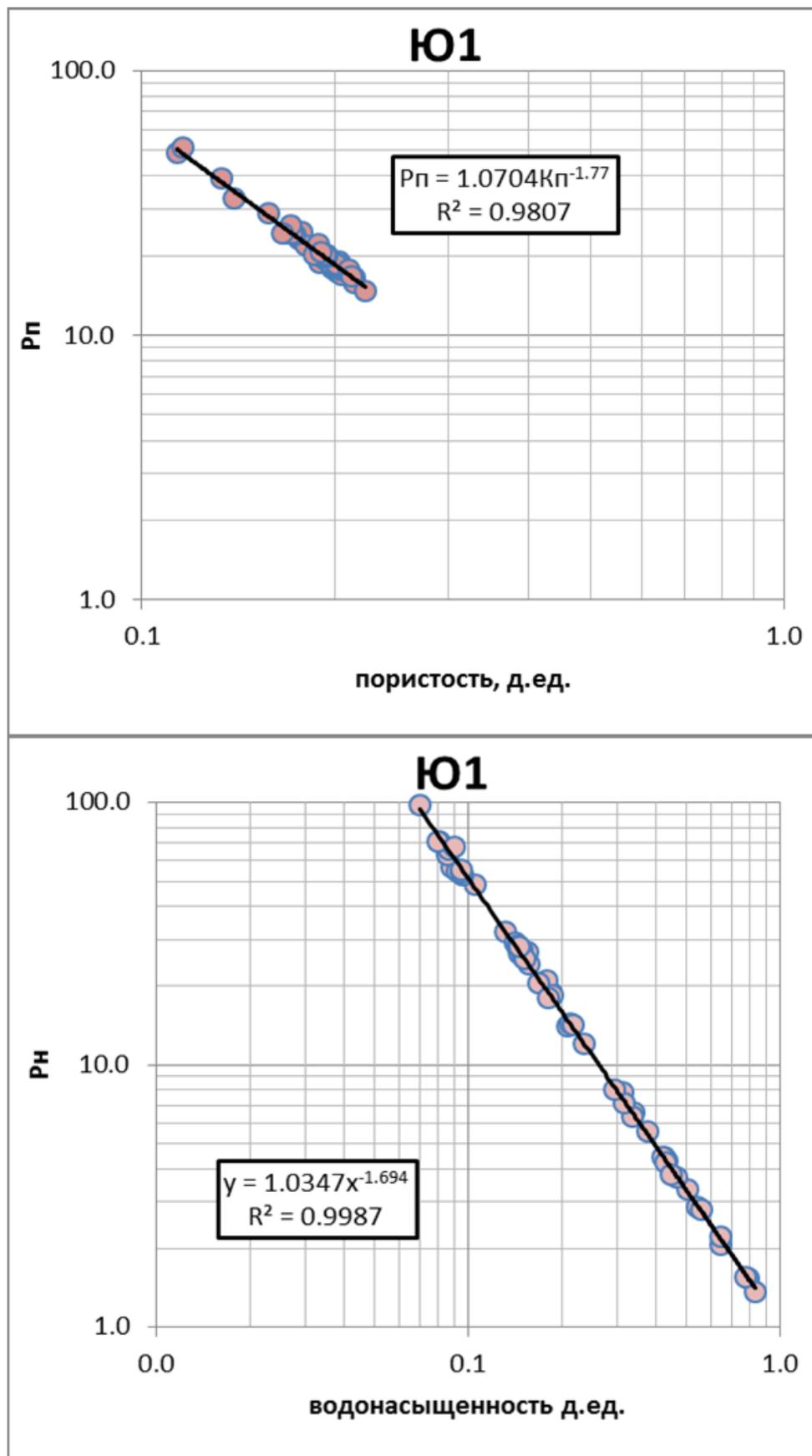


Рисунок 40. Зависимость $P_{п}-f(K_{п})$ и $P_{н}-f(K_{в})$ для пластов Ю₁ Кулгинского месторождения [10].

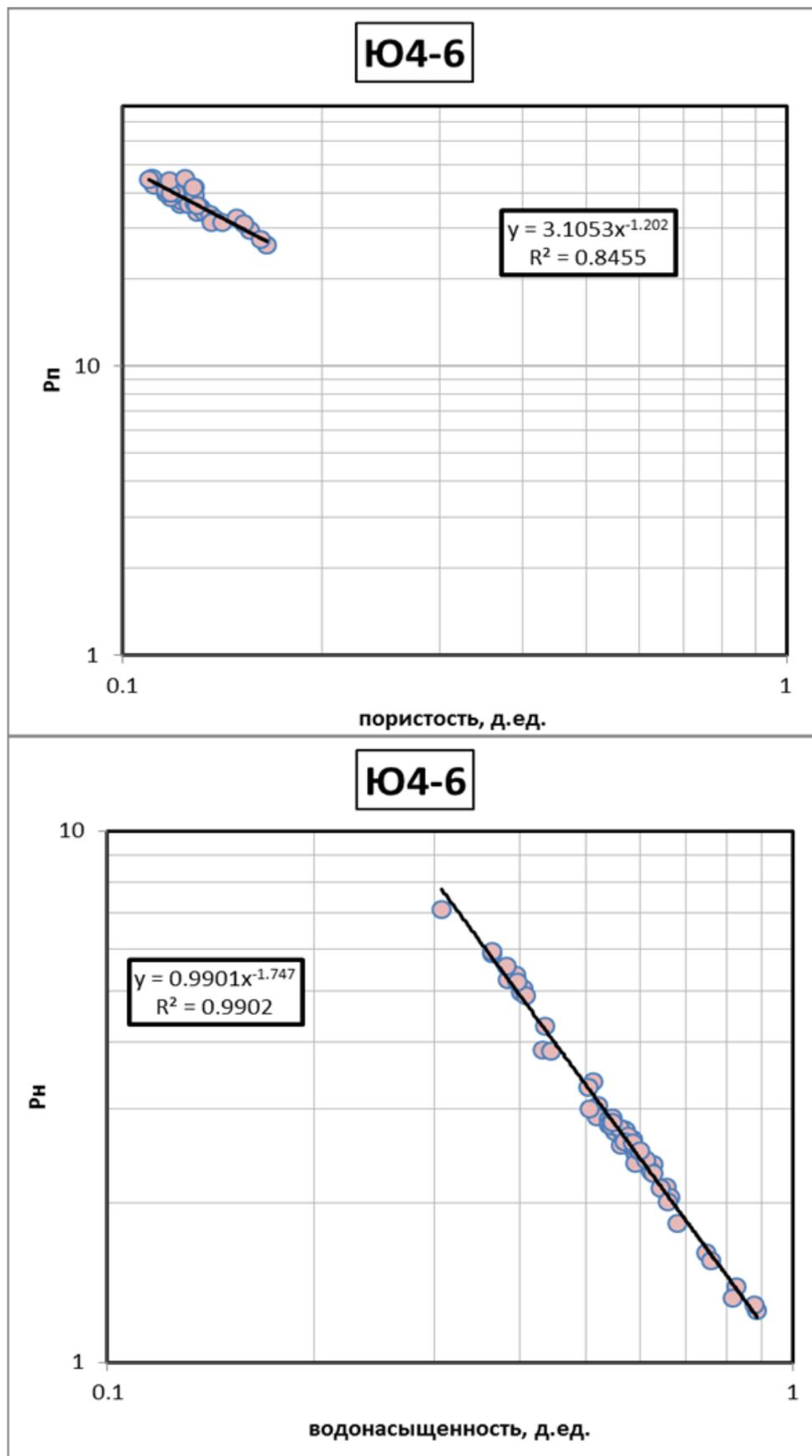


Рисунок 41. Зависимость P_n - $f(K_n)$ и P_n - $f(K_v)$ для пластов Ю4-6 Кулгинского месторождения [10].

3.7 Программа обработки данных каротажа Techlog

Techlog – это современная программа для интерпретации скважинных данных, которая была разработана компанией Schlumberger. Благодаря объединению всех видов скважинных данных, а именно: керна, данных микросканеров, фотографий, каротажа и многих других, в единый рабочий процесс, Techlog даёт возможность получить готовое решение по анализу, отображению, редактированию и интерпретации. Специалист практически из любой области (геологии, петрофизики, геофизики и др.) может подобрать необходимую ему конфигурацию программы, так как Techlog представляет из себя модульный программный пакет.

К преимуществам Techlog можно отнести: современный, удобный и несложный для освоения интерфейс, большую надежность и скорость работы, наличие возможности работы в многоскважинном режиме, поддержки обработки современных скважинных приборов всех ведущих компаний.

Techlog позволяет выводить различную информацию в графическом режиме, используя кросс-плоты, планшеты, бокс плоты, гистограммы и многие другие инструменты, а также создавать и сохранять свои рабочие процессы с любым количеством методик и возможностью использовать их в будущем.

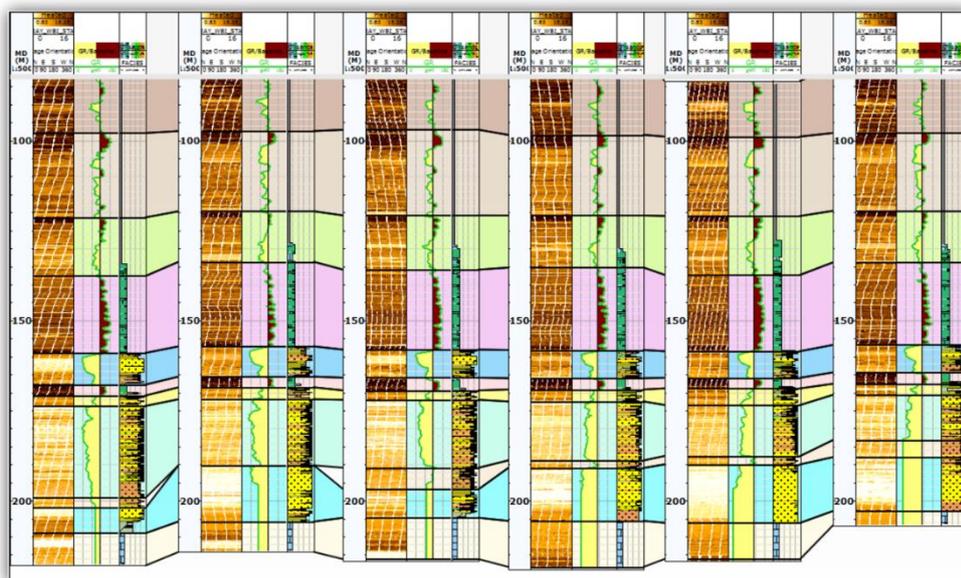


Рисунок 42. Пример межскважинной корреляции в Techlog [11].

Techlog обладает огромными функциональными возможностями. В данной программе возможно определять пористость, глинистость, проницаемость, насыщенность пород, производить литологическое расчленение разреза и многое-многое другое.

4. РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПЛЕКСА КАРОТАЖА НА КУЛГИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

4.1 Выделение коллекторов и изучение их строения

Литологическое расчленение разреза, выделение коллекторов и изучение их строения проводилось в скважинах 1 и 2 на основе методик, описанных в главах 3.1-3.3, в программном обеспечении Techlog.

Для литологического расчленения разреза использовались такие методы каротажа, как: ГК, ПС, АК, БК, НК (на планшете НКТД – дальний зонд, а НКТМ – ближний зонд метода ННК-Т), ИК (на планшете помимо кривой ИК представлена кривая РТ – это пересчитанная в сопротивление кривая ИК), КС (при записи использовались подошвенный и кровельный градиент-зонды А2М0.5N и N0.5M2A, а также потенциал-зонд N6M0.5A), кавернометрия, микрозонды КС (при записи использовались градиент-микрозонд А0.025М0.025N и потенциал-микрозонд А0.05М), ВИКИЗ (зонды P05, P07, P10, P14, P20). Водородосодержание, обозначенное на планшетах как W, определялось на основе данных дальнего зонда ННК-Т по методике, описанной в разделе 3.4.3

В скважине 1 коллекторы залегают в интервале глубин 2699-2902 м. Коллекторы были выделены по уменьшению диаметра скважины относительно номинального вследствие образования глинистой корки, отрицательным аномалиям диаграмм ПС и ГК, превышению показаний микро-потенциал зонда над показаниями микро-градиент зонда.

В скважине 2 коллекторы залегают в интервале глубин 2659 – 2856 м. Коллекторы были выделены по уменьшению диаметра скважины относительно номинального вследствие образования глинистой корки, отрицательным аномалиям диаграмм ПС и ГК, пониженным значениям сопротивлений дальнего зонда ВИКИЗ.

При выделении коллекторов помимо качественных признаков использовался и количественный признак в виде граничного значения $\alpha_{ПС}=0,38$, определение которого описано в главе 3.2. Для скважины 1 линией песков было определено значение в 18 мВ, а линией глини 90 мВ. Для скважины 2 линией песков было определено значение в 45 мВ, а линией глини 91 мВ. В качестве опорного для определения линий песков принимались песчаные пласты тюменской свиты Ю5-6.

Для определения характера насыщения коллекторов было использовано граничное значение удельного сопротивления пласта ($\rho_{п.гр}$), равное 8 Омм [10]. Граничное значение $\rho_{п.гр}$

определялось на основе сопоставления величин $\rho_{п}$ со значениями $\alpha_{пс}$ в интервалах опробования по разведочным скважинам. Результаты представлены на рисунке 43.

Значения удельных сопротивлений пластов брались с данных дальнего зонда ВИКИЗ - Р20. В скважине 1 в пласте Ю₁₋₁ было принято насыщение газом исходя из повышенных относительно других пластов показаний нейтронного каротажа.

Результаты приведены на рисунках 44 и 45.

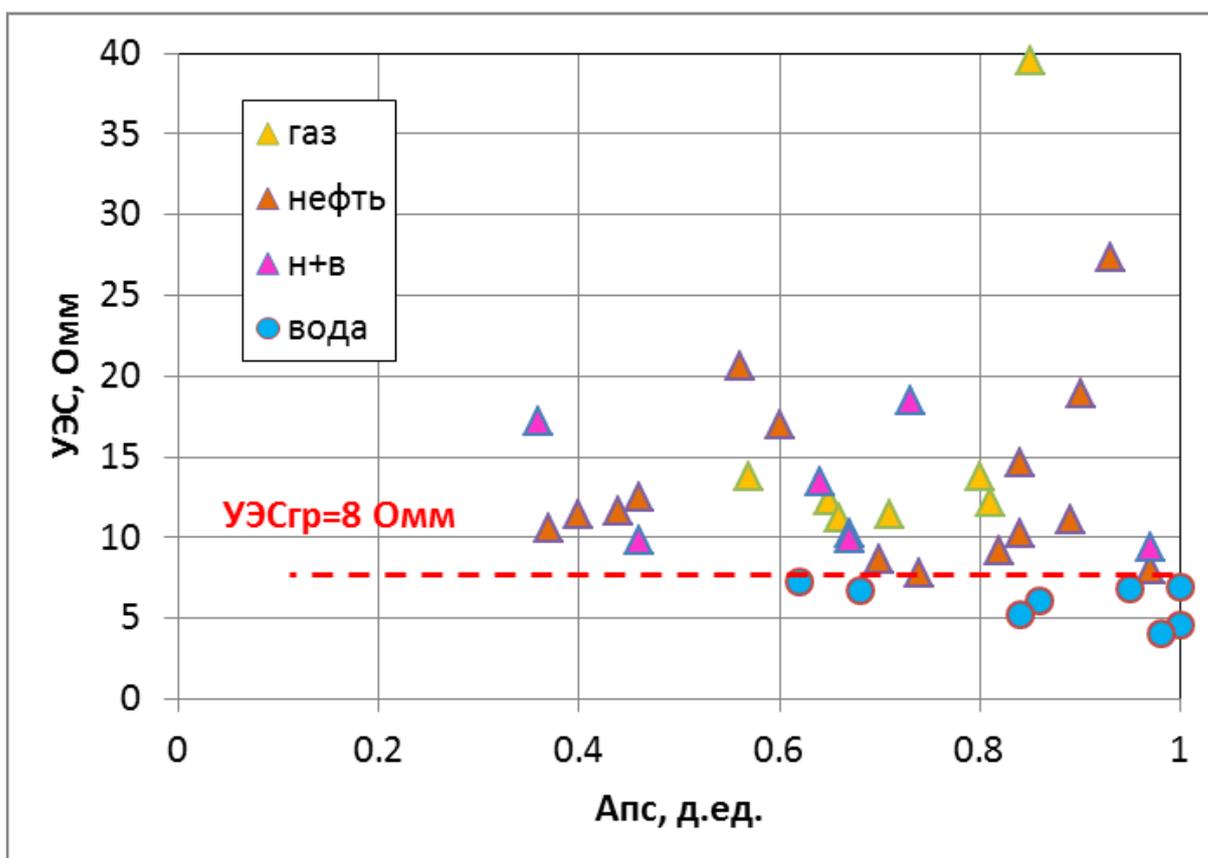


Рисунок 43. Сопоставление относительной амплитуды ПС и УЭС для оценки характера насыщения продуктивных пластов Ю₁-Ю₆ Кулгинского месторождения [10]

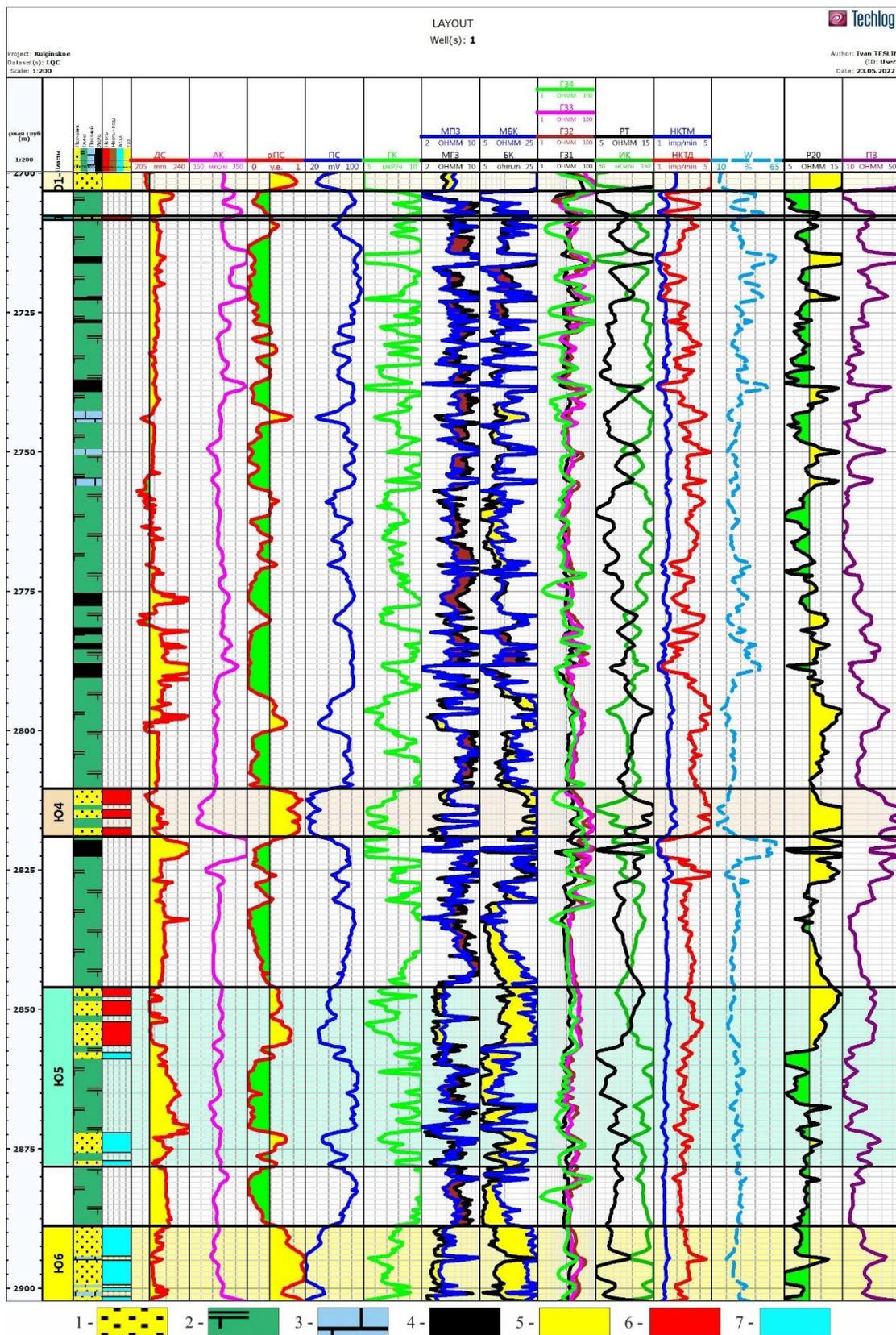
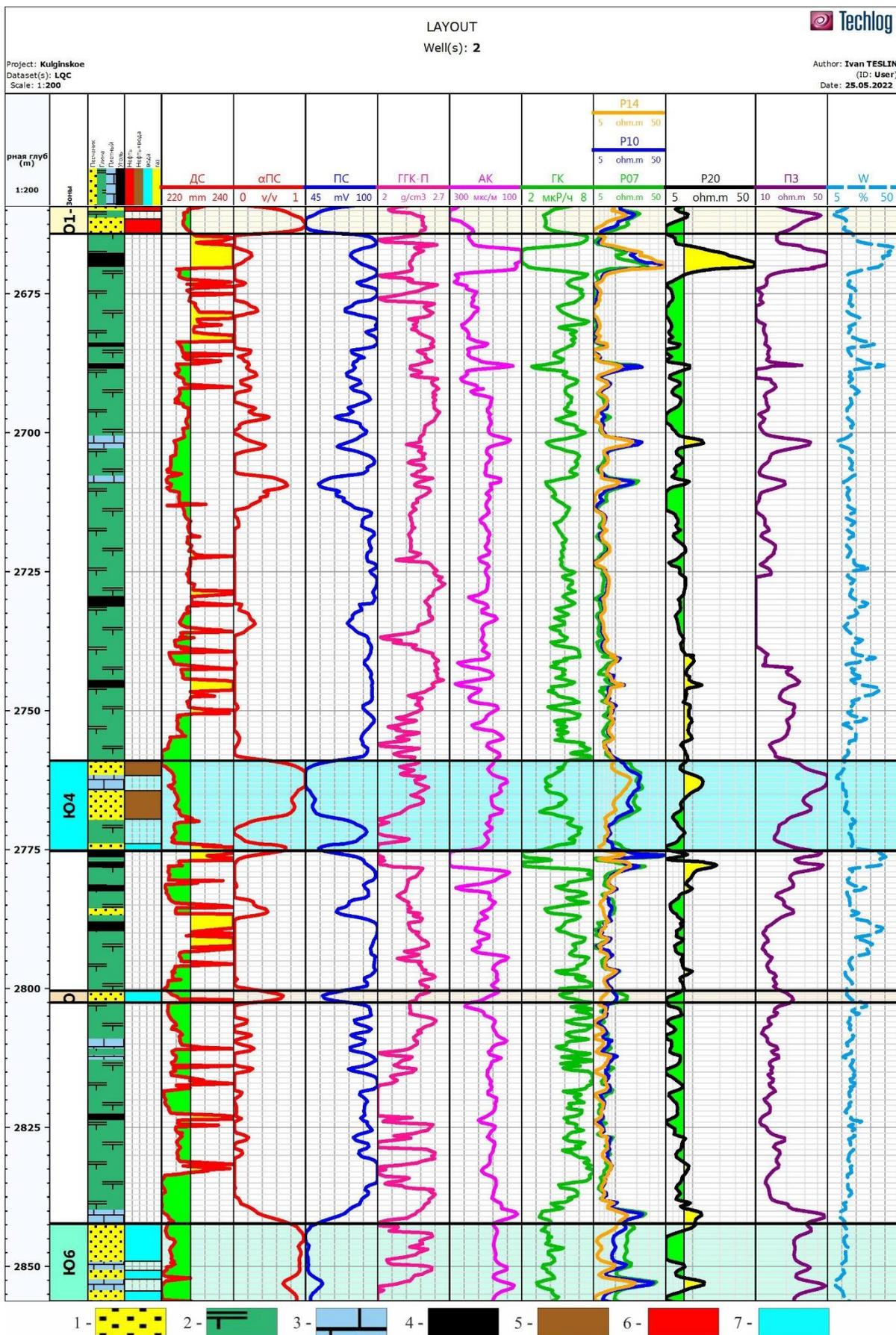


Рисунок 44. Выделение коллекторов и определение характера насыщения в скважине 1 по комплексу каротажа. 1 – песчаник (коллектор); 2 – аргиллит, алевролит; 3 – плотная порода; 4 – уголь; насыщение: 5 – газ; 6 – нефть; 7 – вода



4.2 Определение пористости

Для скважины 1 пористость определялась по методам АК, ПС и НК. Метод ГГК-П не был использован, так как в данной скважине не проводился этот вид каротажа.

Для скважины 2 пористость была определена по методам ПС, НК и ГГК-П. На рассматриваемом интервале акустический каротаж проводился в разное время, поэтому было принято решение не использовать его в данной скважине. Методики определения описана в главе 3.4. Результаты представлены на рисунках 46 и 47.

Для определения пористости по методу ГГК-П использовалась формула (13), отражающая зависимость между объемной плотностью и пористостью породы. Для определения по методу АК использовалась формула (18), отражающая зависимость пористости от интервального времени прохождения упругой волны. Для определения пористости по методу НК сначала по формулам (19) и (20) было определено водородосодержание. По формуле (21), отражающей зависимость пористости от водородосодержания, был определен коэффициент пористости. Для определения пористости по методу ПС использовалась формула (22). Средние значения пористости коллекторов для скважин по продуктивным пластам получились следующие:

Таблица 2. Средние значения коэффициента пористости по продуктивным пластам.

Скважина 1.

Пласт	Кп по АК %	Кп по α_{nc} %	Кп по НК %
Ю ₁₋₁	14,25	13,43	9,39
Ю ₁₋₂	13,53	10,99	11,24
Ю4	12,97	14,41	12,57
Ю5	12,51	12,35	12,07
Ю6	13,19	14,47	15,33

Таблица 3. Средние значения коэффициента пористости по продуктивным пластам.

Скважина 2.

Пласт	Кп по $\alpha_{\text{пс}}$ %	Кп по ГГК-П %	Кп по НК %
Ю ₁₋₂	13,31	13,57	9,41
Ю4	14,75	18,83	10,36
Ю5	13,47	14,56	9,97
Ю6	15,31	18,14	10,25

В скважине 2 полученные значения сравнивались с данными керна. Наилучшую сходимость показал метод $\alpha_{\text{пс}}$, ГГК-П показал слишком завышенные, а НК заниженные показания.

Стоит отметить, что в некоторых пластах значения пористости по методу НК оказались заниженными относительно других методов. Это связано с пониженным водородосодержанием, которое обусловлено, как правило, насыщением коллекторов газом.

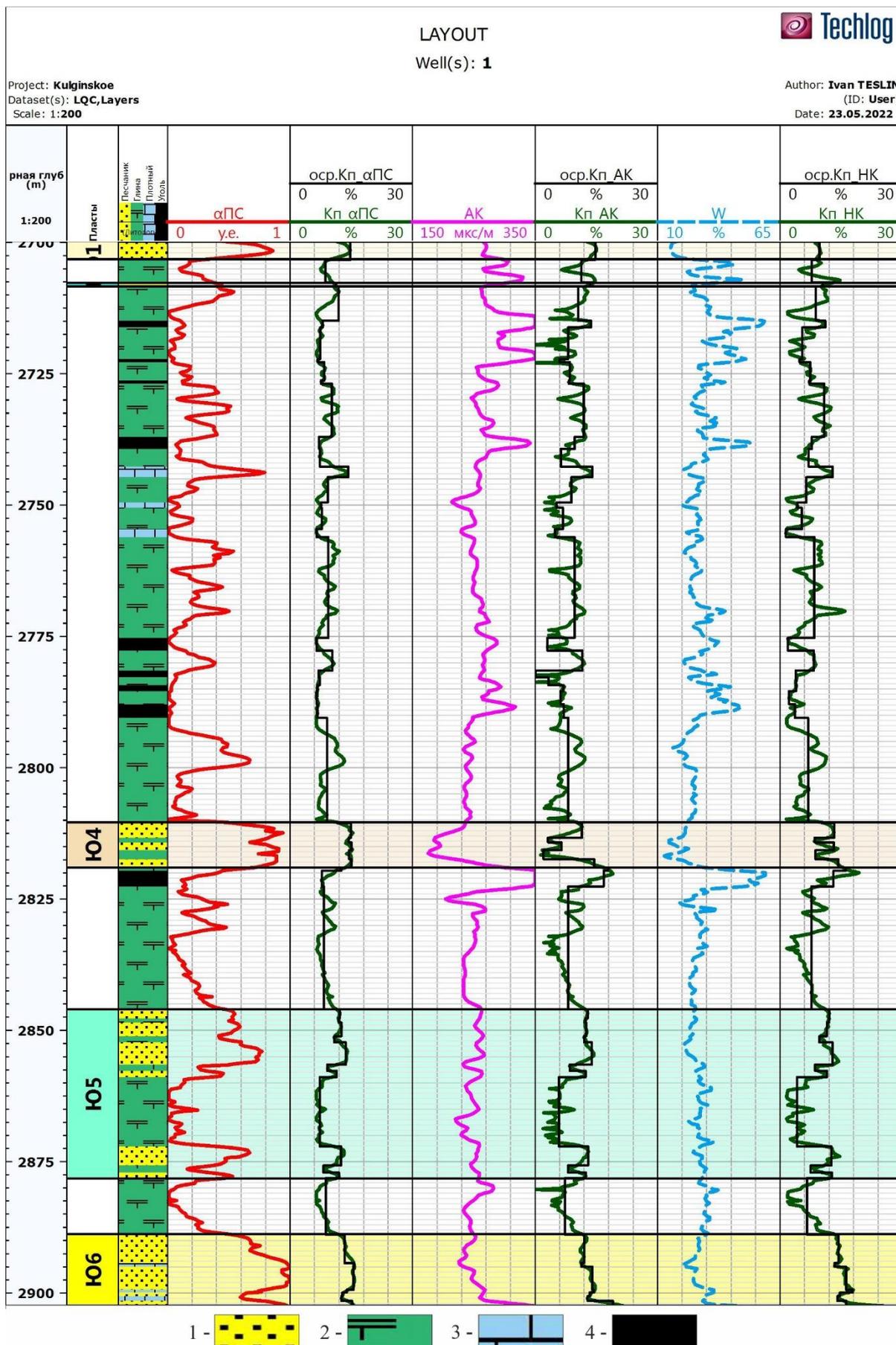


Рисунок 46. Определение пористости скважины 1 по данным методов АК, $\alpha_{пс}$ и НК.

1 – песчаник (коллектор); 2 – аргиллит, алевролит; 3 – плотная порода; 4 – уголь;

LAYOUT
Well(s): 2



Project: **Kulginskoe**
Dataset(s): **LQC**
Scale: 1:200

Author: **Ivan TESLIN**
(ID: User)
Date: **23.05.2022**

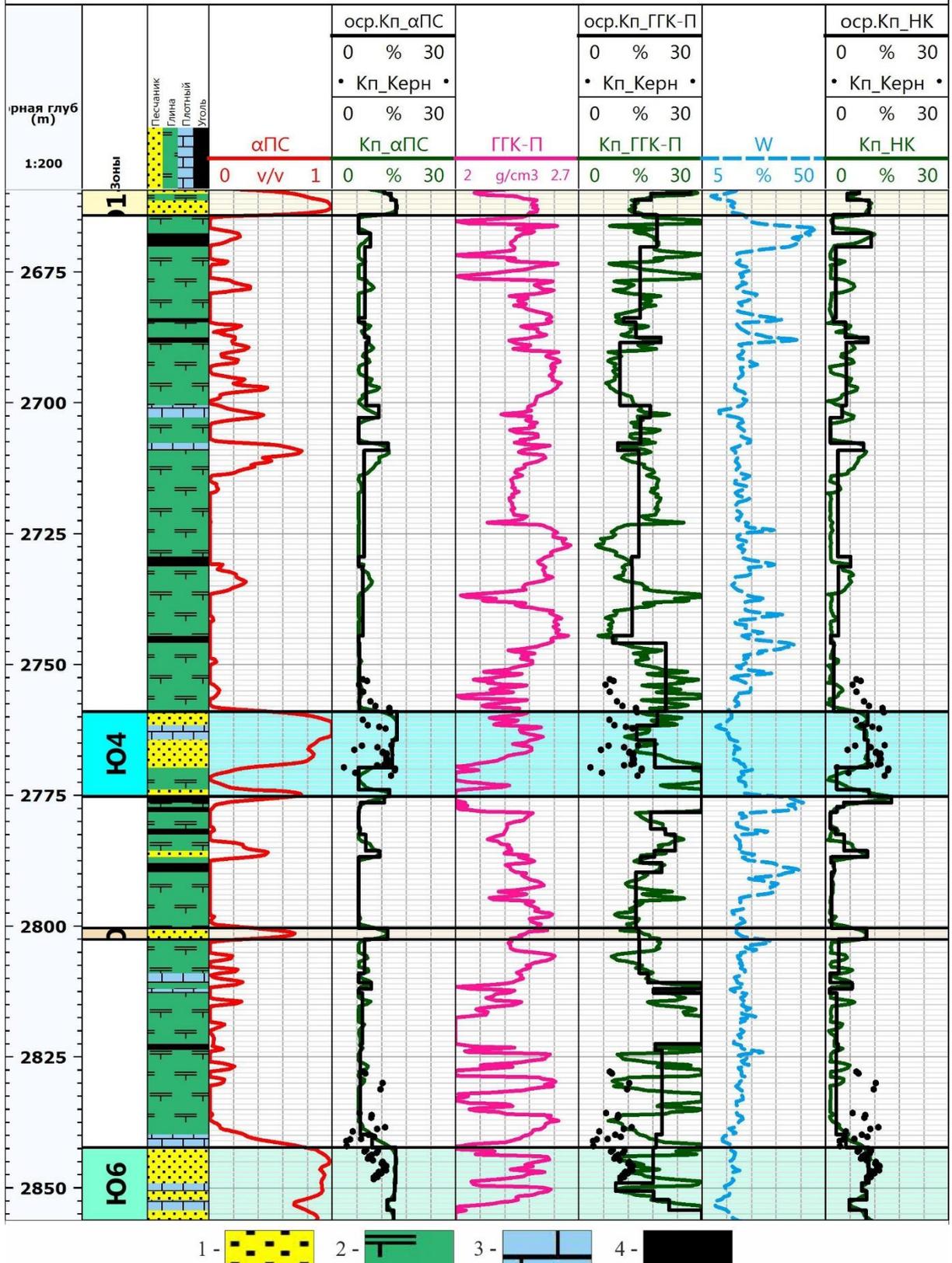


Рисунок 47. Определение пористости скважины 2 по данным методов α_{ПС}, ГГК-П и НК.

1 – песчаник (коллектор); 2 – аргиллит, алевролит; 3 – плотная порода; 4 – уголь;

4.3 Оценка проницаемости

Проницаемость определялась по методике, описанной в главе 3.5. Основой для определения коэффициента проницаемости является наличие связи пористости и проницаемости, которые отражены в формулах (24) и (25). Исходя из полученных значений пористости получились результаты, представленные на рисунках 48 и 49.

Средние значения проницаемости коллекторов для скважин по продуктивным пластам получились следующие:

Таблица 4. Средние значения коэффициента проницаемости по продуктивным пластам. Скважина 1.

Пласт	Кпр по АК, мД	Кпр по $\alpha_{пс}$, мД	Кпр по НК, мД
Ю ₁₋₁	2,58	1,67	0,06
Ю ₁₋₂	1,42	0,19	0,29
Ю4	0,81	2,69	1,33
Ю5	1,02	0,82	1,27
Ю6	2,72	2,95	5,17

Таблица 5. Средние значения коэффициента проницаемости по продуктивным пластам. Скважина 1.

Пласт	Кпр по $\alpha_{пс}$ мД	Кпр по ГГК-П мД	Кпр по НК мД
Ю ₁₋₂	2,55	1,26	0,07
Ю4	2,14	32,40	0,39
Ю5	1,00	3,41	0,24
Ю6	3,44	12,14	0,33

В скважине 2 полученные значения сравнивались с данными керн. Наилучшую сходимость показал метод $\alpha_{пс}$. ГГК-П показал слишком завышенные, а НК заниженные показания.

LAYOUT

Well(s): 1



Project: **Kulginskoe**
 Dataset(s): **LQC,Layers**
 Scale: 1:200

Author: **Ivan TESLIN**
 (ID: **User**)
 Date: **23.05.2022**

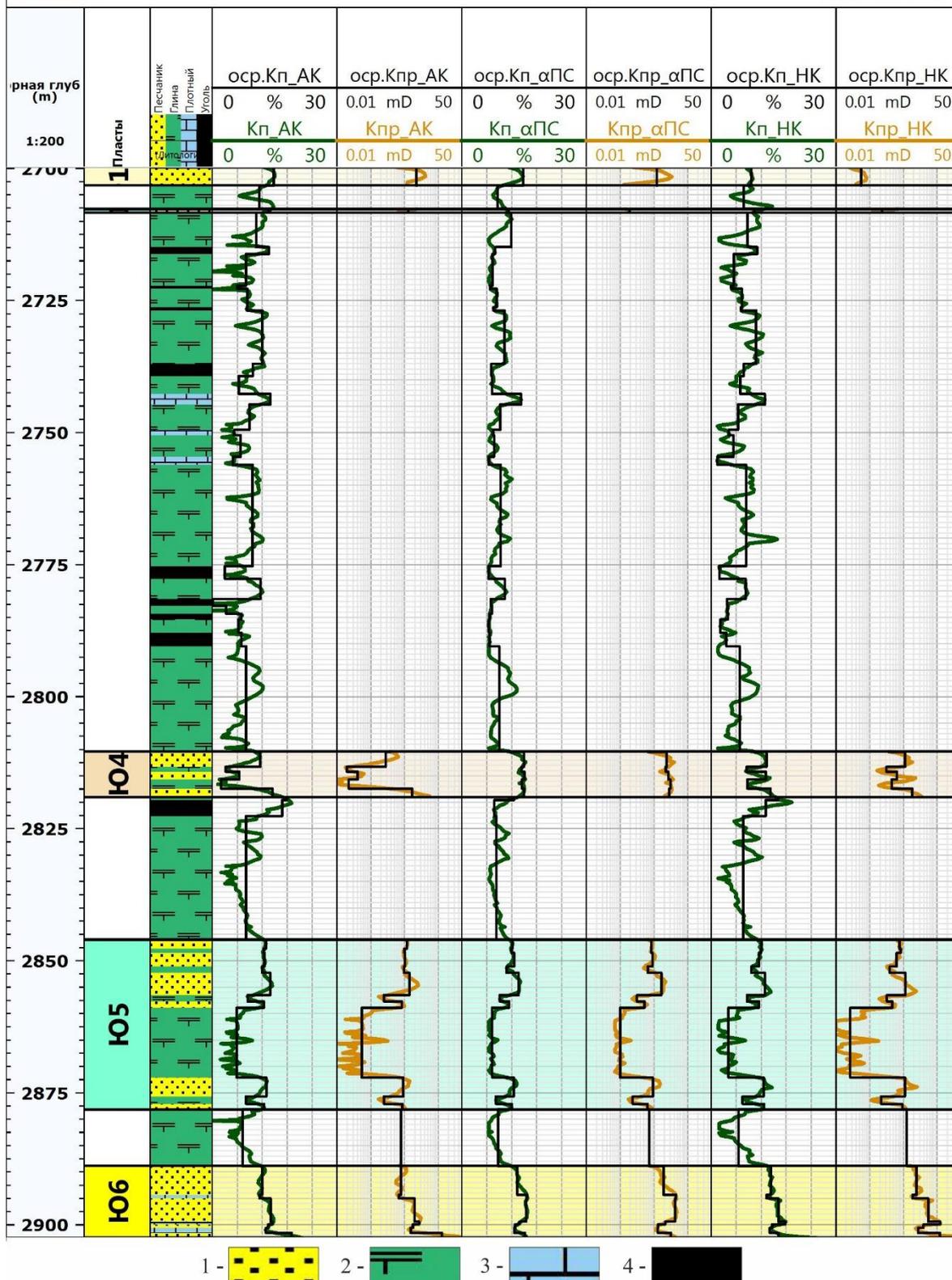


Рисунок 48. Оценка проницаемости коллекторов в скважине 1 по методам АК, $\alpha_{пс}$ и НК.

1 – песчаник (коллектор); 2 – аргиллит, алевролит; 3 – плотная порода; 4 – уголь;

LAYOUT
Well(s): 2



Project: **Kulginskoe**
Dataset(s): **LQC**
Scale: 1:200

Author: **Ivan TESLIN**
(ID: **User**)
Date: **23.05.2022**

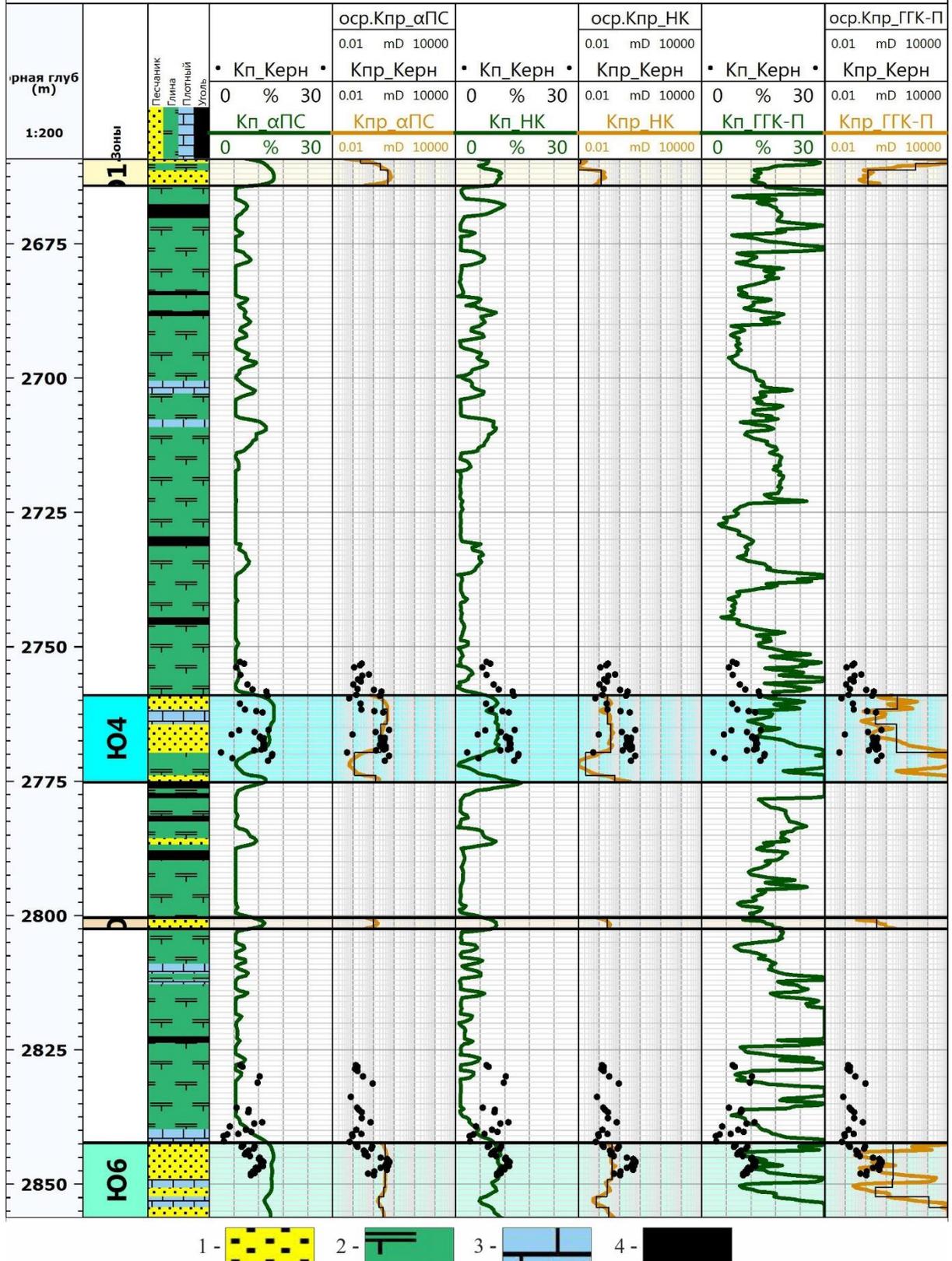


Рисунок 49. Оценка проницаемости коллекторов в скважине 2 по методам $\alpha_{пс}$, ГГК-П и НК.

1 – песчаник (коллектор); 2 – аргиллит, алевролит; 3 – плотная порода; 4 – уголь;

4.4 Определение нефтенасыщенности.

Определение нефтенасыщенности коллекторов в скважинах 1 и 2 производилось по данным метода ВИКИЗ на основании методик, описанных в главе 3.6. Основой для определения нефтенасыщения являлась формула (26) Арчи-Дахнова, которая позволила найти коэффициент водонасыщенности. Коэффициенты связи были определены по зависимостям, представленным в формулах (29-32). На основе полученного коэффициента водонасыщенности по формуле (33) был рассчитан коэффициент нефтенасыщенности. Результаты представлены на рисунках 50 и 51.

Для определения нефтенасыщенности в скважине 1 была взята пористость, определенная на основе данных АК, так как данный вид каротажа является одним из лучших для определения пористости терригенных коллекторов, а в скважине 2 на основе данных $\alpha_{пс}$, так как пористость и проницаемость, определённые по данным этого метода, показали наибольшую сходимость с керном.

В скважине 1 пласт Ю₁₋₁ по результатам интерпретации оказался газонасыщенным, пласты Ю₁₋₂ и Ю₄ нефтенасыщенными, пласт Ю₅ нефте- и водонасыщенным, пласт Ю₆ полностью насыщен водой.

В скважине 2 пласт Ю₁₋₂ по результатам интерпретации оказался нефтенасыщенными, пласты Ю₄ в верхней части имеет смешанный состав нефти и воды, пласты Ю₅ и Ю₆ полностью насыщены водой.

Таблица 6. Средние значения коэффициента нефтенасыщенности по продуктивным пластам.

Скважина 1.

Пласт	Кнг у.е.
Ю ₁₋₁	0,78
Ю ₁₋₂	0,46
Ю ₄	0,46
Ю ₅	0,58
Ю ₆	0

Таблица 7. Средние значения коэффициента нефтенасыщенности по продуктивным пластам.

Скважина 2.

Пласт	Кнг у.е.
Ю ₁₋₂	0,39
Ю4	0,51
Ю5	0
Ю6	0

LAYOUT
Well(s): 1



Project: Kulginskoe
Dataset(s): LQC
Scale: 1:200

Author: Ivan TESLIN
(ID: User)
Date: 23.05.2022

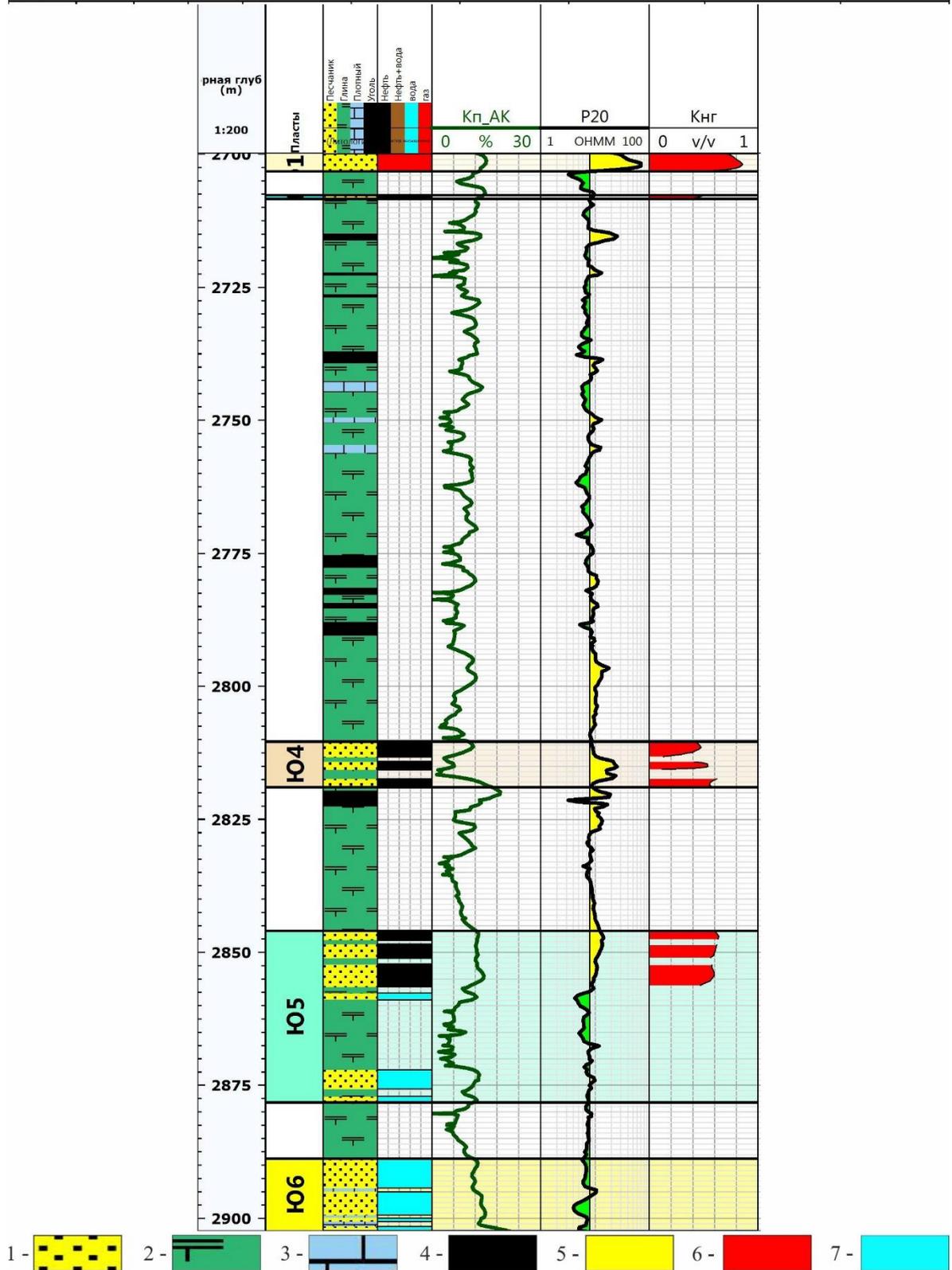


Рисунок 50. Определение нефтенасыщения коллекторов в скважине 1.

1 – песчаник (коллектор); 2 – аргиллит, алевролит; 3 – плотная порода; 4 – уголь;
насыщение: 5 – газ; 6 – нефть; 7 – вода

LAYOUT

Well(s): 2



Project: Kulginskoe
 Dataset(s): LQC
 Scale: 1:200

Author: Ivan TESLIN
 (ID: User)
 Date: 25.05.2022

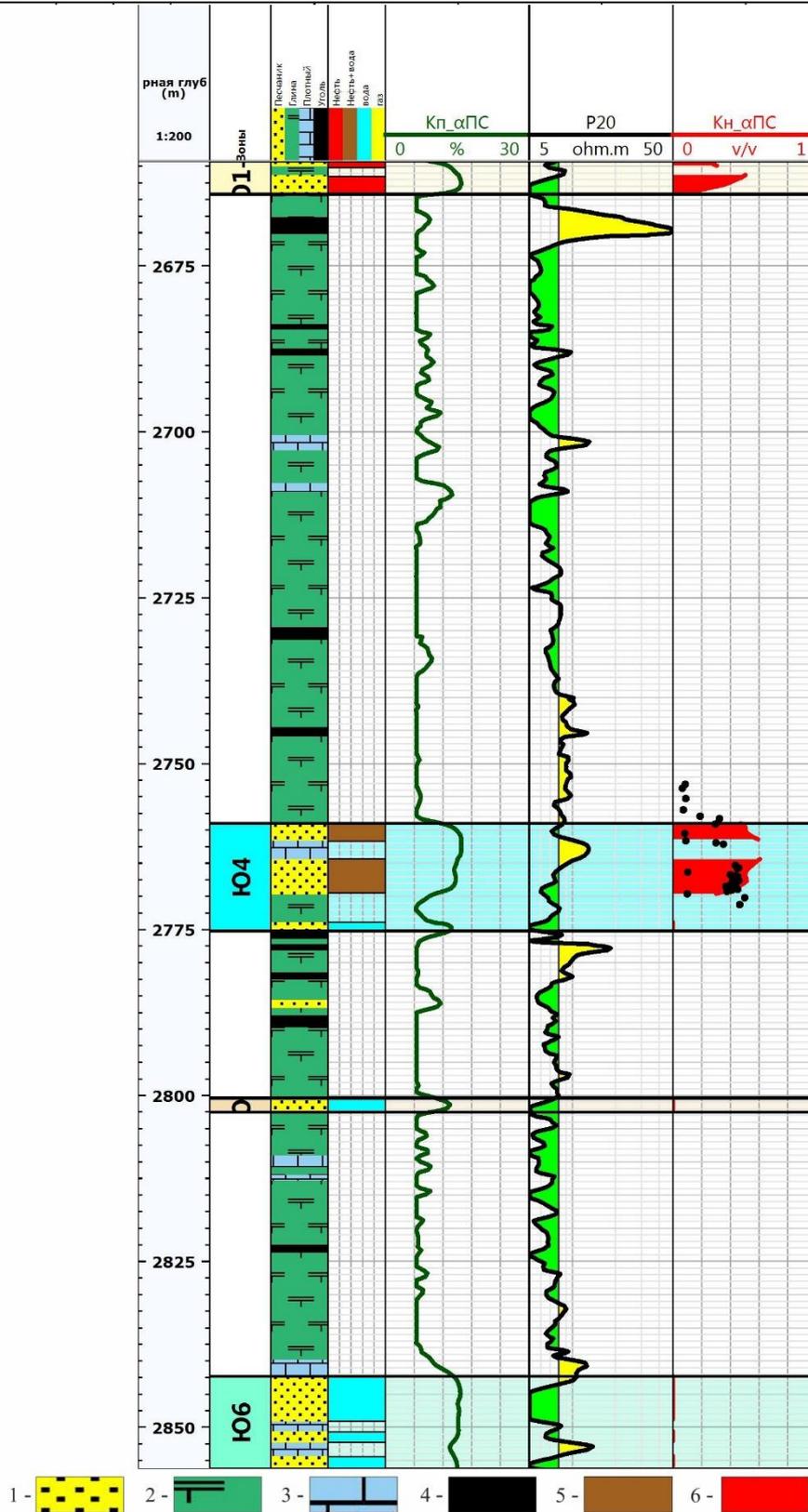


Рисунок 51. Определение нефтенасыщения коллекторов в скважине 2.

1 – песчаник (коллектор); 2 – аргиллит, алевролит; 3 – плотная порода; 4 – уголь;
 насыщение: 5 – нефть+вода; 6 – нефть; 7 – вода

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Изучены возможности и особенности применения комплекса методов каротажа для определения параметров продуктивных коллекторов Кулгинского месторождения Томской области. Рассмотрено геологическое строение месторождения, литолого-стратиграфические особенности продуктивных горизонтов, а также нефтегазоность месторождения.

Рассмотрены методы каротажа, применявшиеся при разведке месторождения: КС, БК, БКЗ, микрозонды КС, ПС, ИК, ВИКИЗ, ГК, ГГК-П, НК, АК и кавернометрия и методики литологического расчленения разрезов, определения пористости, проницаемости, нефтенасыщенности. Приведены петрофизические зависимости, которые были получены при лабораторном анализе керна Кулгинского месторождения.

С использованием данных каротажа выделены интервалы продуктивных коллекторов, а также оценены их параметры. В скважине 1 среднее значение коэффициента пористости K_p определялось по методам АК, ПС и НК и для пласта Ю₁₋₁ составило 12,36 %, для Ю₁₋₂ - 11,92 %, для Ю₄ - 13,32 %, для Ю₅ - 12,31%, для Ю₆ - 14,37%. В скважине 2 среднее значение коэффициента пористости определялось по методам ПС, НК и ГГК-П и для пласта Ю₁₋₂ составило 12,10 %, для Ю₄ - 14,65 %, для Ю₅ - 12,67 %, для Ю₆ - 14,57%. Данные по керну имелись только по скважине 2, так что судить о сходимости полученных результатов можно только по ней. В данной скважине наилучшую сходимость показали результаты по методу ПС.

Проницаемость определялась на основе петрофизической зависимости с K_p . В скважине 1 среднее значение проницаемости для пласта Ю₁₋₁ составило 1,44 мД, для Ю₁₋₂ - 0,63 мД, для Ю₄ - 1,61 мД, для Ю₅ - 1,04 мД, для Ю₆ - 3,61 мД. В скважине 2 для пласта Ю₁₋₂ составило 1,29 мД, для Ю₄ - 11,64 мД, для Ю₅ - 1,55 мД, для Ю₆ - 5,30 мД. Данные по керну имелись только по скважине 2, так что судить о сходимости полученных результатов можно только по ней. В данной скважине наилучшую сходимость показали результаты по методу ПС.

Нефтенасыщенность определялась по данным метода ВИКИЗ на основе петрофизических зависимостей и уравнения Арчи-Дахнова. В скважине 1 среднее значение коэффициента нефтегазонасыщенности для пласта Ю₁₋₁ составило 0,78 у.е. (этот пласт в ходе интерпретации был принят газонасыщенным), для Ю₁₋₂ - 0,46 у.е., для Ю₄ - 0,46 у.е., для Ю₅ - 0,58 у.е. В пласте Ю₅ часть коллекторов оказалась водонасыщенной, а в пласте Ю₆ все коллектора водонасыщенные. В скважине 2 для пласта Ю₁₋₂ составило 0,39 у.е, для Ю₄ - 0,51 у.е. В пласте Ю₄ характер насыщения в части коллекторов был принят как нефть + вода, а в другой части коллекторов как водонасыщенные. Пласты Ю₅ и Ю₆ полностью насыщены водой.

Автор выражает искреннюю благодарность Сараеву Александру Карповичу за руководство и помощь в написании и редактировании текста работы, Гомонову Антону Андреевичу за консультации в технических вопросах по ПО Techlog, а также ООО «Газпромнефть НТЦ» в лице Лушпеева Владимира Александровича за предоставленные для написания работы данные.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

Опубликованная литература

1. Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. М.: Недра, 1982. 448 с.
2. Добрынин В. М., Вендельштейн Б. Ю., Резванов Р. А., Африкян А. Н. Геофизические исследования скважин: Учеб. для вузов. М., 2004. – 400 с.
3. Ивакин Б.Н., Карус У.В., Кузнецов О.Л. Акустический метод исследования скважин. М.: Недра, 1978. – 350 с.
4. Комаров С.Г. Геофизические методы исследования скважин. М.: Недра, 1973. – 367 с.
5. Мейер В. А. Геофизические исследования скважин. Л.: Изд-во ЛГУ, 1980. – 464 с.
6. Плюснин М.И. Индукционный каротаж. М.: Недра, 1968. – 140 с.
7. Сараев А. К. Каротаж при изучении нефтегазоносных коллекторов: учеб. пособие. СПб: Изд-во С.-Петербур. Ун-то, 2021. – 158 с.
8. Сковородников И.Г. Геофизические исследования скважин (4-е издание, переработанное и дополненное), «Екатеринбург», 2014. – 456 с.
9. Технология исследования нефтегазовых скважин на основе ВИКИЗ. Методическое руководство / ред. М. И. Эпов, Ю.Н. Антонов. Новосибирск: НИЦ ОИГГМ СО РАН, Изд-во СО РАН, 2000. – 121 с.

Фондовая литература

10. Подсчет геологических запасов нефти, растворенного газа, свободного газа и конденсата Кулгинского нефтегазоконденсатного месторождения по состоянию на 01.01.2019г. ООО «Газпромнефть Научно-Технический Центр». Тюмень, 2019.

Электронные ресурсы

11. https://sis.slb.ru/products/techlog/techlog_geology
12. <https://openmap.mineral.ru>
13. https://vsegei.ru/ru/conf/summary/gorgeol-17/prezent/26-09_11.pdf

