

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Национальный исследовательский
Томский политехнический университет»

Инженерная школа природных ресурсов
Отделение геологии

**«Проведение геофизических исследований в поисковых скважинах на
Пуглалымском месторождении»**
Курсовая работа по дисциплине
«Геофизические исследования скважин»

Выполнил:

████████████████████

(подпись студента; дата сдачи)

████████████████████

Проверил преподаватель:
доктор геол.-мин. наук
профессор (ОГ, ИШПР)

Исаев В.И.

(подпись преподавателя; дата проверки)

████████████████████

Томск ██████████

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	3
Глава 1. Геологическое строение месторождения.....	4
Глава 2. Нефтегазоносность	5
Глава 3. Петрофизика и ФЕС пород разреза.....	8
Глава 4. Геофизические работы.....	10
4.1. Геологические и технические задачи.....	11
4.2. Методика и техника геофизических исследований.....	11
4.2.1. Метод потенциалов самопроизвольной поляризации	11
4.2.2. Метод кажущегося сопротивления.....	13
4.2.3. Метод гамма-каротажа	15
4.2.4. Метод нейтронного гамма-каротажа.....	16
4.2.5. Метод нейтронного акустического каротажа	17
4.3. Обработка и интерпретация данных	19
4.3.1. Обработка и интерпретация данных метода ПС	19
4.3.2. Обработка и интерпретация данных метода КС.....	20
4.3.3. Обработка и интерпретация данных метода ГК.....	22
4.3.4. Обработка и интерпретация данных метода НГК.....	23
4.3.5. Обработка и интерпретация данных метода АК.....	24
4.4. Результаты.....	26
Заключение	28
Список использованной литературы.....	28

Введение

Пуглалымское нефтяное месторождение располагается в западной части Каргасокского района Томской области. Районный центр – поселок Каргасок находится на расстоянии 165 км к северо-востоку от места работ. Ближайший населенный пункт – село Средний Васюган располагается в 46 км от месторождения. До г. Томска – ближайшего промышленного центра расстояние составляет 502 км.

Пуглалымское месторождение расположено на территории Средненюрольского лицензионного участка, в который также входят Ключевское и Средненюрольское нефтяные месторождения. Недропользователем лицензионного участка является ОАО «Восточная транснациональная компания».

Месторождение локализовано в Средневасюганском нефтегазоносном районе Васюганской нефтегазовой области. Нефтеносность зафиксирована в терригенных коллекторах васюганской свиты в юрских отложениях.

Пуглалымское месторождение было открыто в 1971 году пробуренной поисковой скважиной №86. Скважина была пробурена в центральной части нефтеносной структуры. До 1990 года было пробурено еще 8 поисково-разведочных скважин, по которым выделен объект. По данным со скважин были подсчитаны и утверждены запасы месторождения, после чего геологоразведочные работы были прекращены, а скважины ликвидированы.

В разработку Пуглалымское месторождение было введено в 2005 году. В период 1991-2008 гг. было пробурено 12 эксплуатационных скважин, 2 водозаборные скважины, выведены из эксплуатации 2 поисковые скважины. Керн отбирался из двух эксплуатационных скважин, отбор проб пластовых флюидов осуществлялся как на глубине, так и на поверхности. Полученная новая геолого-геофизическая информация уточнила геологическое строение месторождения, впоследствии были подсчитаны начальные геологические запасы нефти и растворенного газа. [4]

В районе месторождения нет постоянной дорожной сети. Перемещение грузов и персонала возможно только по зимникам, по рекам Васюган, Обь, Томь или вертолетом.

На территории имеется большое количество озер и труднопроходимых торфяных болот.

В данной курсовой работе описан комплекс методов ГИС в поисковых скважинах на площади глубокого бурения на нефть и газ.

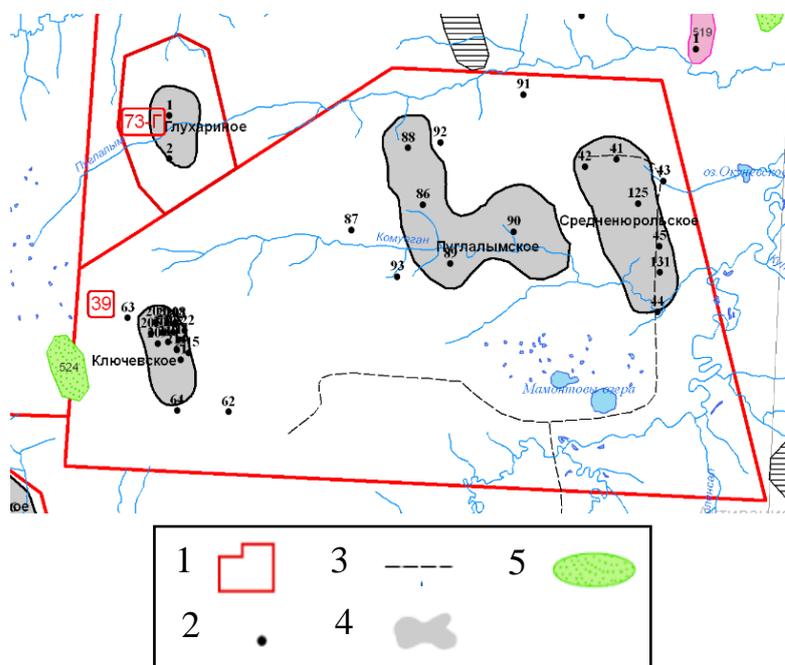


Рисунок 1 – Обзорная карта лицензионного участка, где

- 1 – контур лицензионного участка, 2 – скважины глубокого бурения, 3 – путь сообщения (зимняя дорога), 4 – нефтяное месторождение углеводородов, 5 – выявленная нефтеперспективная структура

Глава 1. Геологическое строение месторождения

Литолого-стратиграфическое расчленение разреза и его описание дано на основании данных поисково-разведочного бурения, выполненного на месторождении.

Установлено, что в геологическом строении района участвуют палеозойские, меловые, палеогеновые, четвертичные отложения. Отложения мезозоя и кайнозоя – осадочный чехол – перекрывают фундамент палеозойского возраста угловым и стратиграфическим несогласием. Мощность осадочного чехла на территории района составляет 2650-2700 м.

Дююрский комплекс отложений фундамента (pJ)

Породы комплекса вскрыты поисковыми скважинами №86 и 90. Фундамент представлен отбеленными глинисто-кремнистыми породами, серыми массивными известняками различной перекристаллизованности. На поверхности фундамента расположены породы карбонатно-терригенного и эффузивного комплексов с возрастом от среднего девона до нижнего карбона).

Платформенный комплекс

На выветрелой поверхности дююрских образований несогласно со стратиграфическим перерывом залегают породы платформенного чехла общей мощностью 2650-2700 м. В разрезе выделены осадочные породы юрской, меловой, палеоген-неогеновой систем.

Юрская система (J)

Юрская система представлена терригенными породами, разделяющимися по литолого-фациальным особенностям на свиты (снизу-вверх) – тюменскую, васюганскую, баженовскую.

Тюменская свита (J₂)

В пределах месторождения свита залегает на глубине 2499-2585 м. Свита полностью вскрыта скважинами № 86 и 90. Отложения свиты представлены неравномерным переслаиванием аргиллитов, алевролитов, песчаников, углистых аргиллитов, углей. Песчаные пласты тюменской свиты сильно заглинизированы, поэтому являются плохими коллекторами.

Васюганская свита (J₃ vs)

В пределах месторождения свиты залегает на глубине 2441-2517 м. Отложения свиты промышленно нефтеносны в Средневасюганском нефтегазоносном районе. Свита согласна залегает на отложениях тюменской свиты. Породы свиты представлены серыми и темно-серыми аргиллитами, алевролитами, глинистыми и слюдистыми песчаниками. Песчаные пласты, принадлежащие горизонту Ю₁, – региональный резервуар для углеводородов. В составе пласта Ю₁ выделяются пласты песчаников Ю₁¹⁻², Ю₁³, Ю₁⁴. Залежь нефти на Пуглалымском месторождении связана с пластом Ю₁¹⁻². В данном пласте на месторождении установлена промышленная нефтеносность.

Васюганскую свиту перекрывает георгиевская свита, толщина которой на месторождении составляет 1-1,5 м.

Баженовская свита (J₃ bg)

Свита представлена глубоководно-морскими битуминозными аргиллитами, имеющими темно-серый с коричневым оттенком цвет. Присутствуют участки обильных включений морской органики. Баженовская свита является устойчивым реперным горизонтом и четко выделяется по данным ГИС в разрезах скважин. Мощность отложений свиты на Пуглалымском месторождении составляет 9-10 м. [3], [4]

Глава 2. Нефтегазоносность

Пуглалымское нефтяное месторождение располагается в Средневасюганском нефтегазоносном районе Васюганской нефтегазоносной области. На территории района открыто 10 месторождений углеводородов.

Месторождение входит в состав Средненюрольского лицензионного участка. В разрезе лицензионного участка продуктивными являются пласты горизонта Ю₁, принадлежащего васюганской свите верхней юры. Горизонт развивался несколько циклов, из-за чего характеризуется значительной неоднородностью: разделен углисто-глинистым пластом У₁.

По результатам проведенных геофизических исследований скважин продуктивный пласт Ю₁¹⁻² четко коррелируется по разрезу. Кровля пласта отбивается по электрокаротажу и радиокаротажу – наблюдается резкий спад в диаграммах при переходе от баженовской свиты к низкоомным глинистым песчаникам и алевролитам васюганской свиты. Подошва пласта выделена при сопоставлении радиоактивных методов – малые значения методов НГК и ГК– и методов сопротивлений – высокие показания сопротивлений.

Геологическое строение нефтеносного пласта определено по данным комплексной интерпретации данных сейсморазведки, ГИС, керна, опробования скважин.

Продуктивный пласт хорошо изолирован от вмещающих пород: снизу залегают непроницаемые породы мощностью 8-10 м, сверху роль покрышки выполняют аргиллиты георгиевской и баженовской свит мощностью 8-9,5 м.

Пласт Ю₁¹⁻² сложен песчаником, глинистым и илистым материалами. Текстура пород массивная. Глинистость пласта увеличивается к подошве. В пределах залежи мощность пласта выдержана хорошо, среднее значение составляет 7,3 м. Эффективная мощность составляет в среднем 4 м, мощность нефтенасыщения – 3,9 м. [4]

Таблица 1 – Характеристика мощностей и неоднородности пласта Ю₁¹⁻²

Параметр	Наименование	Ю ₁ ¹⁻²	
		в залежи	в целом по пласту
Толщина общая	Кол-во скважин	17	20
	Среднее значение	7.3	7.3
	Миним. значение	4	4
	Максим. значение	8.3	8.3
Толщина эффективная	Кол-во скважин	17	20
	Среднее значение	4.0	4.1
	Миним. значение	2.4	2.4
	Максим. значение	5.1	6.5
Толщина эффективная нефтенасыщенная	Кол-во скважин	17	17
	Среднее значение	3.9	3.9
	Миним. значение	2.4	2.4
	Максим. значение	5.1	5.1
Толщина эффективная водонасыщенная	Кол-во скважин	1	4
	Среднее значение	1.4	3.8
	Миним. значение	1.4	0.6
	Максим. значение	1.4	1.4

В продуктивном пласте найдена одна залежь нефти при испытаниях пласта в скважине №86. Приток нефти в скважине был получен из интервала 2353,6-2360,6 м и составил 8,2 м³/сут через штуцер диаметром 3 мм с примесью газа 4,6 м³/сут при пластовом

давлении 24,2 МПа. При опробовании скважин №88,89,90 были получены различные дебиты. Водонефтяной контакт установлен по подошве последнего нефтенасыщенного пропластка на глубине 2380,0 м.

Залежь нефти Пуглалымского месторождения локализована в антиклинальной структуре с тремя куполовидными поднятиями. Направление простирания залежи субмеридиональное, на юго-востоке залежь ограничена разрывным нарушением, остальная залежь контролируется водонефтяным контактом (ВНК). Положение границы ВНК установлено на глубине -2380 м. Размер залежи: площадь – 9,9*8,5 км, высота – 32,3 м.

Таблица 2 – Характеристика нефтяной залежи пласта Ю₁¹⁻²

Абс. отм. глубины залегания залежи в кровле	Абсолют. отметка ВНК, м	Размеры залежи			Тип залежи
		Длина, км	Ширина, км	Высота, м	
-2347.7	-2380.0	9.9	8.5	32.3	Пластовая, сводовая, тектонически экранированная

Характер насыщения коллекторов определялся по результатам электрических методов с учетом результатов опробования скважин и описания керна. При величине УЭС больше 5,2 Ом*м насыщение коллектора характеризовалось как нефтяное, интервале УЭС 3,0-5,2 – смесь нефти и воды, при значениях <3 Ом*м – вода.

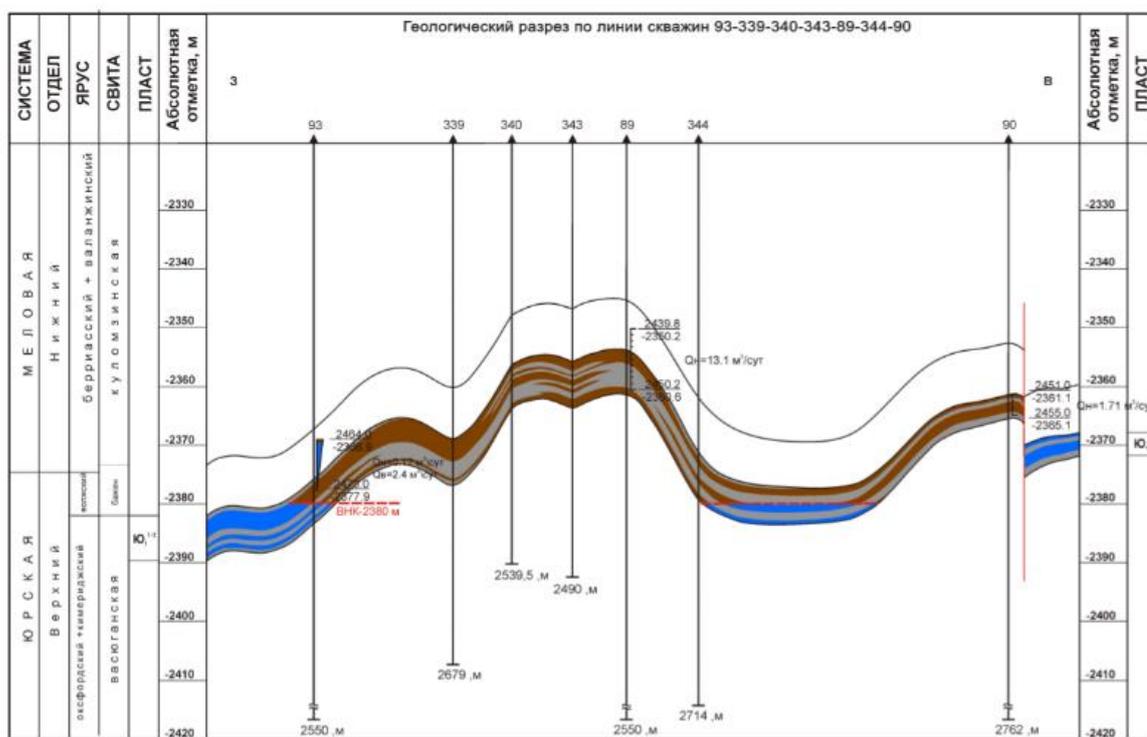


Рисунок 2 – Геологический разрез по линии скважин 93-339-340-343-89-344-90

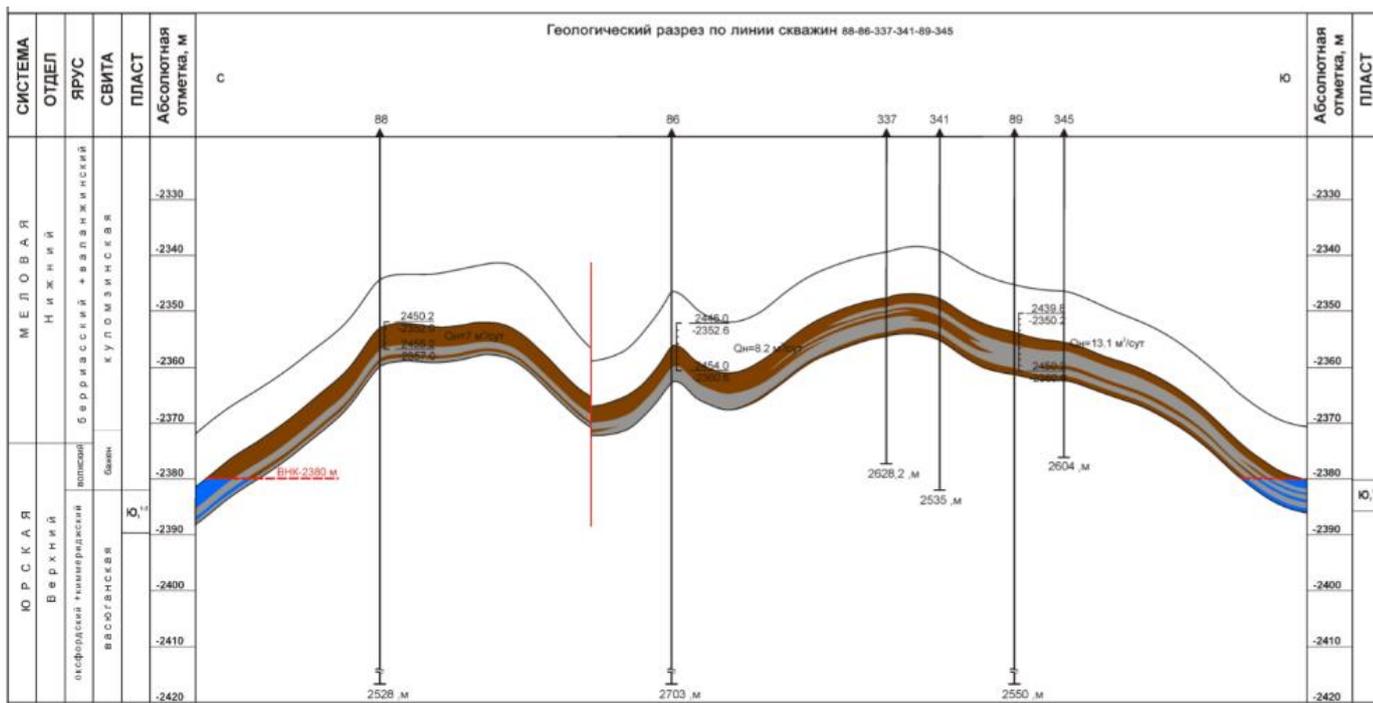


Рисунок 3 – Геологический разрез по линии скважин 88-86-337-89-345

Пуглалымское месторождение содержит одну пластовую сводовую нефтяную залежь. Нефтеносный пласт характеризуется хорошей выдержанностью в пределах месторождения. Геологическое строение месторождения осложнено тремя куполовидными поднятиями. Положение границы ВНК установлено на глубине 2380 м. [4]



Рисунок 4 – Условные обозначения

Глава 3. Петрофизика и ФЕС пород разреза

Горизонт Ю₁ отличается значительной литологической неоднородностью и разделяется на углистый пласт У₁ и углисто-глинистый пропласток. В составе горизонта выделяются подугольная, межугольная и надугольная толщи. Песчаный пласт, в котором установлена промышленная нефтеносность – Ю₁¹⁻² – принадлежит надугольной толще. Пласты межугольной и подугольной толщи являются водоносными.

Песчаники и алевролиты продуктивного пласта состоят из кварца (35-40%), полевых шпатов (25-30%). Количество цемента в песчаниках составляет 10-15%, в алевролитах этот процент увеличивается. По гранулометрическому анализу определено, что преобладают мелкозернистые и среднезернистые песчаники.

Все характеристики коллекторских свойств и нефтенасыщенности продуктивного пласта приведены в таблице 3. Таблица составлялась по данным ГИС и результатам исследования керн. [3], [4]

Таблица 3 – ФЕС пород пласта Ю₁¹⁻²

Метод определения	Наименование	Проницаемость 10 ⁻³ мкм ²	Пористость, д.ед.	Нефтенасыщен ность, д.ед.	Проницаемость 10 ⁻³ мкм ²	Пористость, д.ед.
		по нефтяной части пласта			по всему пласту	
Лабораторные исследования керн	Количество скважин, шт.	7	7	-	9	9
	Количество определений, шт.	76	69	-	91	104
	Среднее значение	6.51	0.146	-	6.53	0.150
	Интервал изменения	0.3-36.89	0.09-0.210	-	0.3-36.89	0.09-0.210
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	17	17	17	20	20
	Количество определений, шт.	34	34	34	40	40
	Среднее значение	20.36	0.170	0.621	19.05	0.170
	Интервал изменения	1.86-53.61	0.116-0.198	0.431-0.744	1.12-60.06	0.116-0.198

Продуктивный пласт сложен терригенными породами: песчаниками, алевролитами, аргиллитами, пропластками угля. Для данных пород петрофизические свойства будут различны.

1) Электрические свойства

Песчаники характеризуются удельным электрическим сопротивлением 10-1000 Ом*м.

Глины характеризуются удельным электрическим сопротивлением 1-50 Ом*м.

Угли характеризуются удельным электрическим сопротивлением 100-1000 Ом*м.

Значения УЭС изменяются в широком диапазоне, так как на электрические свойства породы влияет характер насыщения пород.

2) Радиоактивные свойства

В терригенных породах содержание радиоактивных элементов больше, чем в кремнистых и карбонатных породах. В песчано-глинистых породах содержание радиоактивных калия 1,5-2,7 %, урана – (2,4-4,0) *10⁻⁴ %, тория – (9,0-11,5) *10⁻⁴ %.

3) Акустические свойства

Песчаники характеризуются скоростью продольной волны 1000-4000 м/с и скоростью поперечной волны – 500-2500 м/с.

Глины характеризуются скоростью продольной волны 600-2000 м/с и скоростью поперечной волны 100-400 м/с.

Интервал значений широкий из-за того, что скорость продольной волны будет изменяться в зависимости от их плотности и насыщения. [6]

Глава 4. Геофизические работы

Пуглалымское месторождение насчитывает 8 поисково-разведочных скважин (№86-93) и 14 наклонно-направленных скважин с одного куста, из которых 12 – эксплуатационных (№ 335-345,348) и 2 – водозаборные (№ 1В,2В). Поисковые и разведочные скважины были пробурены в период 1971-1991 гг. По результатам данных буровых работ была обнаружена нефтеносная залежь, имеющая промышленное значение, в отложениях верхней юры, затем производился подсчет запасов углеводородов продуктивного пласта Ю₁¹⁻².

Поисковая скважина №86 – первая скважина месторождения была пробурена в сводовой части Пуглалымской структуры. Глубина скважины составляет 2750 м, скважина вскрывает отложения палеозоя. Промышленный приток нефти дебитом 8,2 м³/сут был получен при опробовании пласта Ю₁¹⁻² в интервале 2446-2454 м.

Перечень методов, проводимых в скважинах месторождения, определялся временем проведения каротажа и назначением скважины. Качество данных ГИС удовлетворяет требованиям технической инструкции по проведению геофизических исследований в скважинах. [4]

Геофизические исследования в поисковых скважинах

В курсовой работе рассматривается комплекс методов ГИС, проводимых в поисковых скважинах на площади глубокого бурения.

Наиболее полная информация о разрезе скважины получается при проведении нескольких видов геофизических исследований в одной скважине: электрический каротаж (КС, ПС, измерения потенциал-зондами и градиент-зондами), радиоактивный каротаж (ГК, НГК), метод кавернометрии (КВ). Необходимость применения других методов ГИС зависит от конкретной ситуации, в которой проводятся исследования. Таким образом, могут быть применены: индукционный, электромагнитный, акустический каротаж, термометрия, вертикальное сейсмическое профилирование и многие другие геофизические методы.

На Пуглалымском месторождении геофизические исследования проводились в необсаженных скважинах, заполненных глинистым раствором.

Стандартный электрический каротаж, включающий измерения кажущегося сопротивления кровельным и подошвенным градиент-зондом и потенциал-зондом, и измерения потенциалов самопроизвольной поляризации, был выполнен во всех скважинах месторождения в масштабе глубин по всему стволу 1:500, в интервале продуктивного пласта – 1:200. При проведении методов использовались зонды А2.0М0.5N; М0.5N2.0А и N11.0М0.5А. С помощью диаграмм стандартного каротажа производилось расчленение разреза, корреляция пластов, выделение коллекторов (совместно с другими методами ГИС), оценка эффективной толщины и геологических построений.

Боковой каротаж (БК) проведен в поисковых скважинах №88, 89, 90 в масштабе 1:200. Диаграммы БК использовались для уточнения границ прослоев коллекторов.

Микрозондирование (МКЗ) выполнено во всех поисковых скважинах микроградиент-зондом А0.025М0.025N и микропотенциал-зондом А0.05М в масштабе глубин 1:200. Данные каротажа в комплексе с другими методами применялись для выделения коллекторов и оценки их эффективной толщины по качественным признакам.

Индукционный каротаж (ИК) проводился в масштабе глубин 1:200 в поисковой скважине №86. По ИК определялось УЭС горных пород, оценивался характер насыщения коллекторов.

Радиоактивный каротаж (ГК и НГК) выполнялся во всех поисковых скважинах, ГГКп проводился в скважине №89. По результатам методов определялись литология разреза и коэффициент пористости коллекторов.

Акустический каротаж (АК) проводился в поисковых скважинах №88,89,90 в масштабе глубин 1:200. [4]

Таким образом, далее будут рассмотрены методика и техника геофизических исследований, проводимых в большинстве поисковых скважин на Пуглалымском месторождении, а именно: ПС, КС, ГК, НГК, АК.

4.1 Геологические и технические задачи

Геофизические методы исследования скважин используются для изучения горных пород в околоскважинном и межскважинном пространствах, для наблюдения за техническим состоянием скважин. ГИС решают геологические и технологические задачи.

Геологические задачи ГИС:

- 1) Литологическое расчленение разрезов и их корреляция;
- 2) Выявление полезных ископаемых;
- 3) Определение параметров для подсчета запасов полезных ископаемых и для проектирования разработки месторождения;
- 4) Выделение коллекторов в разрезе;
- 5) Оценка характера насыщения коллекторов;
- 6) Определение положения ГНК, ГВК, ВНК.

Технологические задачи ГИС:

- 1) Изучение технического состояния скважины;
- 2) Геолого-технический контроль бурения скважины;
- 3) Проведение прострелочно-взрывных работ.

Поисковые скважины

ГИС в поисковых скважинах проводятся с целью открытия нефтегазовых месторождений на новых площадях или новых залежей на уже известных месторождениях. В подготовленных структурах и ловушках, удовлетворяющих всем требованиям, производится поисковое бурение. Ожидаемый результат поискового бурения – оценка промышленной значимости выявленных залежей, запасы углеводородов категорий C_1 и C_2 . На этапе поискового бурения производится отбор керн в перспективных нефтегазоносных интервалах и на границах стратиграфических комплексов, детальные ГИС области первого флюидоупора и ниже, испытания нефтегазоносных горизонтов, геолого-технологические исследования (ГТИ).

4.2 Методика и техника геофизических исследований

В данном разделе будут рассмотрены методика и техника геофизических исследований, проведенных в большинстве поисковых скважинах Пуглалымского месторождения. Методы, проведенные лишь в одной скважине не описываются.

4.2.1. Метод потенциалов самопроизвольной поляризации

Теоретические основы метода

Метод ПС относится к методам изучения естественного стационарного электрического поля. Образование электрического поля связано с физико-химическими процессами, протекающими на поверхностях раздела сред с различными свойствами. На поверхностях контакта двух сред возникают двойные электрические слои, обладающие различными потенциалами. Природа возникновения различных потенциалов:

- 1) Окислительно-восстановительные процессы (на контакте металлического электрода и бурового раствора-электролита) – $U_{ов}$;
- 2) Фильтрационные процессы (фильтрация флюида-электролита из пласта в скважину или наоборот) – $U_{ф}$;

3) Диффузионно-адсорбционные процессы (на границе растворов разной концентрации) – Уда. Именно диффузионно-адсорбционный потенциал изучается методом ПС.

Потенциалы, описанные выше, возникают против проницаемых коллекторов, значение которых напрямую зависит от пористости, проницаемости и глинистости пород. Для возникновения токов диффузионного-адсорбционного происхождения необходим контакт различных по литологии пород и разница в минерализации пластовой воды и бурового раствора (обязательно на водной основе).

К задачам метода ПС относят литологическое расчленение разреза скважины (в комплексе с другими методами), оценку пористости, проницаемости и глинистости пород, определение минерализации пластовых вод. [2]

Методика и техника метода ПС

Измерения в методе производятся двумя измерительными электродами М и N. Электрод N фиксируется на поверхности земли вблизи устья скважины, электрод М перемещается вдоль оси скважины. Совокупность измерительных электродов образует

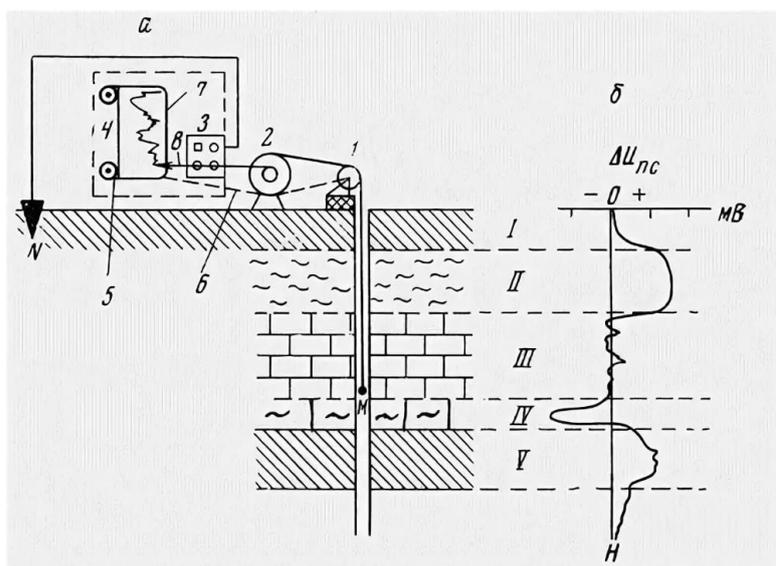


Рисунок 5 – Проведение измерений и диаграммы метода ПС: а - схема установки: 1 - блок-баланс, 2 - лебедка с коллектором, 3 - милливольтметр, 4 - регистратор, 5 - лентопротяжной механизм, соединенный гибким валиком (б) с роликом блок-баланса, 7 - диаграммная бумага, 8 - карандаш; б - диаграмма естественных потенциалов по стволу скважины: I (почва) и III (известняки) - пласты со слабой электрохимической активностью, II (суглинки) и V (глины) - пласты с положительными аномалиями ПС, IV - пласт с отрицательной аномалией ПС, характерной для проницаемых слоев

Прибор комплексного электрического каротажа К1А-723-М характеризуется небольшим диаметром, высокой производительностью и надежностью, удобен в эксплуатации.

Габаритные размеры К1А-723-М:

- диаметр прибора – не более 75 мм;
- длина жесткой части - 3900 мм;
- масса прибора – не более 80 кг.

одноэлектродный зонд. Измерительный прибор помещается между электродами и регистрирует разность потенциалов ΔU_{MN} .

При проведении метода может использоваться такая техника как, прибор комплексного электрического каротажа К1А-723-М. Данным прибором за один проход в нефтяной или газовой скважине могут производиться измерения комплексом зондов БЭЗ, зондом КС, зондом трехэлектродного БК, зондом ИК,

резистивиметром, электродами ПС. Прибор предназначен для исследований в необсаженных скважинах, заполненных буровым раствором на водной основе и решает задачи электрического каротажа, выделения коллекторов, определения водо- и нефтенасыщенности.



Рисунок 6 – Схема расположения точек записи зондовых установок прибора

При проведении измерений должны соблюдаться условия эксплуатации прибора: скважина должна быть заполнена промывочной жидкостью на водной основе с удельным сопротивлением от 0,05 до 5 Ом·м, температура окружающей среды от 5 до 120 °С, максимальное гидростатическое давление 80 МПа.

Таблица 4 – Основные технические характеристики

	Зонд	Единица измерения	Диапазон
БЭЗ	A8,0M1,0N A4,0M0,5N A2,0M0,5N N0,5M2,0A A1,0M0,1N	Ом*м	0,2...5000
БК	A0,4M0,1N N11M0,5A	Ом*м	0,2...1000
	ПС	В	-0,5...+0,5
	Резистивиметр	Ом*м	0,05...5
	Зонд БК-3	Ом*м	0,2...10000
	ИК	мСм/м	10...2500

Как правило, измерения методом ПС производятся одновременно с записью кривой КС градиент- и потенциал-зондом. Размеры зондов определяются геоло-геофизическими условиями района. Совместное проведение методов ПС и КС называется стандартным каротажем. Стандартный каротаж способствует более эффективному решению поставленных задач. [7]

4.2.2. Метод кажущегося сопротивления

Теоретические основы метода

Скважинные исследования методом кажущегося сопротивления основаны на разделении пород на пласты по их удельным электрическим сопротивлениям (УЭС). Метод основан на изучении искусственно созданных электрических полей. Кажущееся УЭС определяется по измеренным значениям разности потенциалов ΔU , напряженности электрического поля E , которое создается источником тока I . Электропроводность изотропной среды связана с плотностью тока, напряжённостью и потенциалом поля, расстоянием расстояние между источником тока и точкой, в которой определяется потенциал или напряженность электрического поля:

$$j_{\text{пр}} = \frac{-\partial U}{\rho \partial r}.$$

Если измерение производится в неоднородной среде, то определяется кажущееся УЭС – ρ_k , в однородной среде сопротивление истинное. Значение УЭС зависит от многих факторов, таких как минеральный состав породы, пористость, температура, давление, минерализация пластовых вод, извилистостью порового пространства, содержание воды и углеводородов, диаметра скважины и УЭС бурового раствора, толщины глинистой корки. Удельное электрическое сопротивление изменяется в широком диапазоне – от десятых Ом*м до тысяч Ом*м. Расчет кажущегося УЭС производится по формуле:

$$\rho_k = K \frac{\Delta U}{I}.$$

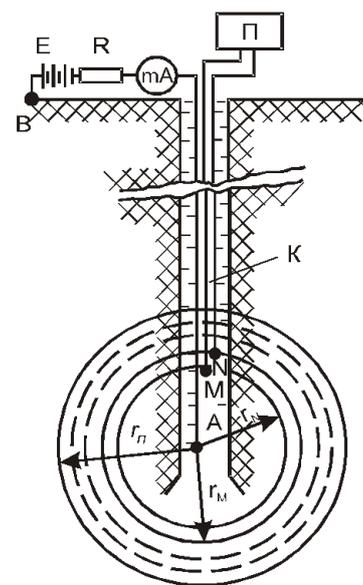
К задачам метода КС относят геологическое расчленение разреза скважины на пласты, определение мощности пластов, определение истинного УЭС пород, определение содержания в разрезе полезных ископаемых, выделение пластов-коллекторов.

Методика и техника метода КС

При проведении метода КС могут регистрироваться сила тока (токовый каротаж) или разность потенциалов.

Стандартными измерениями в методе КС являются измерения по стволу скважины стандартным зондом. Вид и размеры зонда зависят от поставленных задач и подбираются опытным путем. Оптимально подобранный зонд способствует наиболее точному и эффективному выделению пластов в разрезе.

Для проведения метода используется установка с четырьмя электродами АВМN. Три электрода установки (А, М, N или М, А, В), опускаемые в скважину, представляют каротажный зонд. Четвертый электрод В или N (земля) устанавливают на поверхности вблизи устья скважины. Через питающие электроды (АВ) пропускается электрический ток постоянного значения, который создает электрическое поле в породе. Измерительные электроды (MN) измеряют разность потенциалов между двумя точками электрического поля. На диаграммах КС по вертикальной оси откалываются точки записи информации, по горизонтальной оси – значения кажущегося УЭС.



По данным каротажа сопротивлений возможно получение только общих представлений о сопротивлениях пород и их изменении вдоль ствола скважины. Поэтому, чаще всего в скважинах выполняется также боковое электрическое зондирование.

Зонды метода каротажа сопротивлений разделяются на подошвенные и кровельные градиент-зонды и потенциал-зонды. Для градиент-зондов характерно расположение электродов таким образом, чтобы расстояние между парными электродами (АВ и MN) было меньше расстояние от одного из них до непарного. Подошвенный градиент-зонд имеет парные электроды в нижней части зонда, кровельный градиент-зонд – в верхней части. Для потенциал-зонда

Рисунок 7 – Схема измерений методом КС

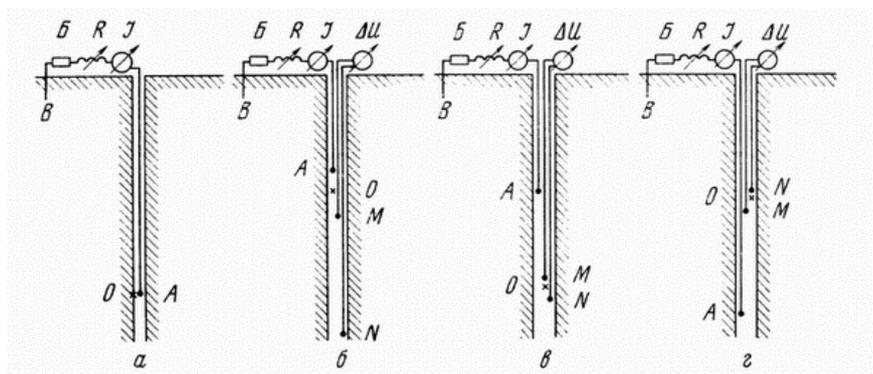


Рисунок 8 – Различные зонды для электрического каротажа скважин: А, В- питающие электроды, Б- батарея или другой источник питания, R- реостат для регулировки силы тока, I- прибор, измеряющий силу тока, MN- приемные измерительные электроды, ΔU- прибор для измерения (регистрации) разности потенциалов, О- точка записи, к которой относят результаты замеров; а - одноэлектродный зонд токового каротажа, б - трехэлектродный потенциал-зонд, в - трехэлектродный подошвенный (последовательный) градиент-зонд, г -

потенциал-зонда расположение электродов должно быть таким, чтобы расстояние между парными электродами существенно больше, чем до одного из непарных. Градиент-зонд дает лучшую дифференциацию вдоль разреза скважины, чем потенциал-зонд. Потенциал-зонд дает большую глубину исследований в радиальном направлении.

Основным типом зонда метода КС является однополюсный

подошвенный (последовательный) градиент-зонд, область исследования которого определяется размерами зонда.

4.2.3. Метод гамма-каротажа

Теоретические основы метода

Гамма каротаж (гамма метод) является радиоактивным методом геофизического исследования скважин, который изучает естественную радиоактивность горных пород в разрезе.

Радиоактивностью называется свойство ядер некоторых элементов самопроизвольно превращаться в ядра изотопов или ядра других элементов. Ядро состоит из протонов и нейтронов. В случае, если количество протонов и нейтронов одинаково, то ядро элемента устойчиво и не является радиоактивным. Если их количество не равно, то ядро элемента распадается. Изотопы образуются в результате радиоактивных распадов.

Виды излучения, которые сопровождают естественные радиоактивные превращения:
 α -излучение – поток ядер атомов гелия. Характеризуется как высокочастотное, электромагнитное излучение большой энергии.

β -излучение – поток электронов. Может распространяться в горной породе на несколько мм.

γ -излучение – распространяется в осадочных горных породах на 40-80 см. В связи с этим именно это излучение применяется при радиоактивных методах.

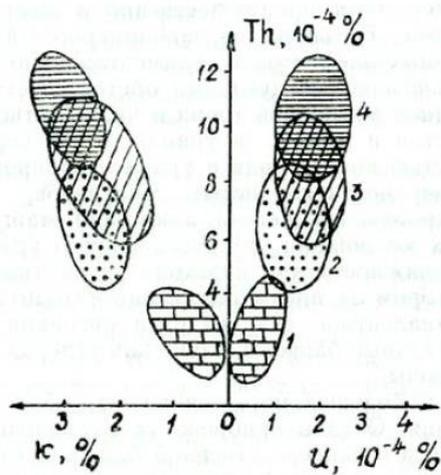


Рисунок 9 – Содержание радиоактивных элементов в сеноманских отложениях Амударьинского нефтегазоносного бассейна: 1 – известняки, 2 – песчаники, 3 – алевролиты, 4 – глины.

Осадочные горные породы менее радиоактивны, чем магматические из-за процессов денудации и осадконакопления (рассеяние радиоактивных элементов). Среди терригенных пород радиоактивность увеличивается в ряду: известняки, песчаники, алевролиты, глины.

Наиболее распространены в горных породах радиоактивный калий, уран и торий. Радиоактивный калий содержат такие минералы как полевой шпат, слюда и иллит. Уран и торий содержат фосфаты.

Перед методом гамма-каротажа ставятся задачи по литологическому расчленению разреза, выделению коллекторов, определению коэффициента глинистости, корреляции разрезов скважины, определению типа глинистых материалов, определению интервалов перфорации и негерметичности колонны. [2]

Методика и техника метода ГК

Преимуществом гамма-каротажа, как радиоактивного метода, является то, что его применение возможно в обсаженных, сухих или заполненных буровым раствором на нефтяной основе скважинах.

Для измерения естественного гамма-излучения пород в скважину спускают прибор, содержащий детектор гамма-квантов, электронную схему интегрирующей ячейки. В детекторе, гамма-кванты проходят через усилитель и передаются на поверхность по каротажному кабелю, где регистрируются измерительным устройством. На сегодняшний день чаще всего в качестве индикатора используются сцинтилляционные счетчики. В результате проведения метода получается диаграмма метода – гамма-каротажная кривая.

При регистрации естественной радиоактивности горных пород в разрезе скважины могут применяться два вида зондов:

- 1) Зонд, регистрирующий суммарное гамма-излучение;

- 2) Зонд, определяющий спектр гамма-излучения (спектрометр). Измерения данным зондом производятся в различных энергетических интервалах, т.к. каждый радиоактивный элемент обладает собственной энергией.

На регистрируемый сигнал влияет:

- 1) Инерционность (запаздывание) регистрации;
 - 2) Радиус зоны исследования (влияния) – интервал разреза ± 40 см. размер данной зоны определён предельным расстоянием распространения гамма-излучения. [2]
- Как правило, масштаб регистрации ГК 1-2 мкР/час/см, масштаб глубин 1:500, 1:200.

4.2.4. Метод нейтронного гамма-каротажа

Теоретические основы метода

Нейтронный гамма-каротаж – метод исследования скважин, который основан на изучении эффективного радиационного захвата.

Радиационный захват – вид взаимодействия нейтронов с веществом, при котором с веществом взаимодействуют тепловые нейтроны ($E < 1$ эВ). Нейтроны, обладающие такой энергией, захватываются ядром вещества и в момент их поглощения происходит гамма-излучение. Вторичное гамма-излучение называется гамма-излучением радиационного захвата. Сущность метода заключается в облучении горных пород быстрыми нейтронами и регистрации гамма-излучения, возникающего при захвате тепловых нейтронов. Измеряемым параметром является вторичное гамма-излучение. Аномальным поглотителем тепловых нейтронов является NaCl.

Интенсивность радиационного захвата определяется числом нейтронов, поглощаемых в единице объема среды, окружающей индикатор. Гамма-излучения, возникающие за пределами среды, поглощаются самой горной породой.

Плотность нейтронов в зоне размещения детектора в среде с большим водородосодержанием мала, поскольку в такой среде нейтроны замедляются, поглощаются в основном вблизи источника, и зоны размещения детектора достигает небольшое их число. Поэтому породы с высоким водородосодержанием на диаграммах НГК отмечаются низкими аномалиями. В малопористых породах с низким водородосодержанием плотность нейтронов вблизи детектора увеличивается, что вызывает повышение интенсивности радиационного захвата.

Осадочные горные породы по нейтронным свойствам разделяются на породы большого и малого водородосодержания. К породам большого водородосодержания относят глины, обладающие высокой пористостью и содержащие значительное количество связанной воды, гипсы, кавернозные известняки. Данные породы отмечаются низкими показаниями на диаграммах НГК. К породам малого водородосодержания относят плотные известняки, доломиты, цементированные песчаники, ангидриты и каменную соль. На диаграммах НГК они выделяются высокими показаниями.

К задачам, которые решает метод относят литологическое расчленение разреза, определение положения текущего газонефтяного контакта (ГНК), определение интервалов прорыва газа, перетока, разгазирования нефти в пласте и оценку газонасыщенности; определение положения водонефтяного контакта (ВНК) в скважинах с высокой минерализацией пластовых вод. [7]

Методика и техника метода НГК

Метод НГК может проводиться как в необсаженных, так и в обсаженных скважинах.

Для проведения метода в скважину опускается геофизический прибор. Прибор состоит из источника быстрых нейтронов (содержит Pu+Be) и удалённого от него на расстояние 40-80 см одного или нескольких детекторов гамма-излучения (газоразрядного, сцинтилляционного, полупроводникового). Между источником и детектором расположен фильтр (экран), поглощающий прямое излучение (металл, парафин).

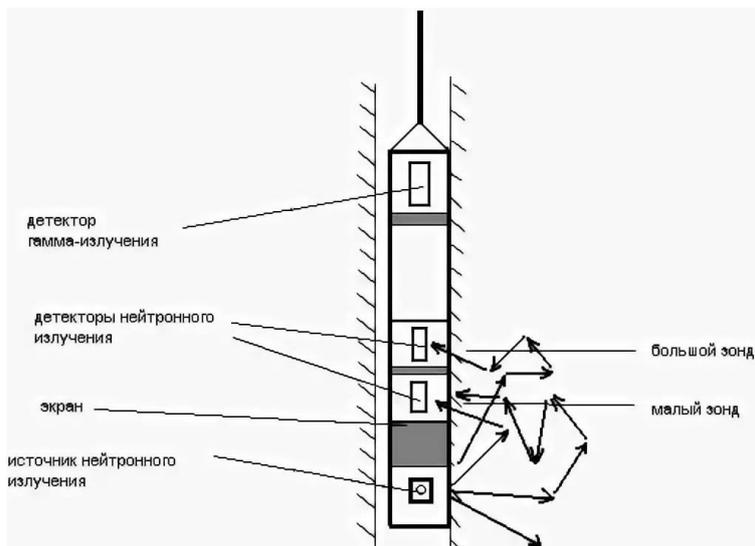


Рисунок 10 – Схема прибора для регистрации НГК

Измерения методом НГК и регистрация значений происходят в масштабах: масштаб регистрации кривых НГК – 0,1-0,2 усл. ед/см, масштаб глубин 1:200, 1:500м.

Современные приборы для радиометрии скважин регистрируют нейтронное и естественное гамма-излучение одновременно. Радиоактивный каротаж проводится аппаратурой СП-62, ДРСТ-3, РКС-3, СРК, СРК-М, ДИНА-РК, РК.

4.2.5. Метод нейтронного акустического каротажа

Теоретические основы метода

Акустически каротаж (АК) – метод исследования скважин, который основан на изучении волн, распространяющихся в горных породах. Под действием внешней силы горные породы, как упругие тела, подвергаются деформациям объема и деформациям формы. Упругая волна – последовательное распространение деформации в теле.

В акустическом каротаже выделяют типы волн:

- 1) Продольные волны связаны с деформациями объема твердой или жидкой среды, а поперечные с деформациями только твердой среды.
- 2) Поперечные волны представляют перемещение зон скольжения слоев относительно друг друга, распространяются только в твердых телах.

Скорость распространения продольной волны в 1,5-1,7 раз больше чем поперечной волны.

При акустическом каротаже представляют наибольший интерес такие параметры волн как, скорость и амплитуда. Горные породы, вскрытые скважиной, изучаются по скорости распространения колебаний и по их затуханию. При проведении АК регистрируются параметры преломленных продольной, поперечной, Лэмба и Стоунли упругих волн, распространяющихся в горных породах, обсадной колонне и по границе жидкости, заполняющей скважину.

Интервальное время – время пробега волны на единицу длины Δt (мкс/м), определяется по формуле: $\tau = \frac{\Delta t}{s}$.

Амплитуда колебаний — энергия волны A_1 и A_2 регистрируется на расстоянии L_1 и L_2 , соответственно, от источника (дБ)

Коэффициент затухания (ослабления) — величина, показывающая уменьшение амплитуды колебаний волны по мере удаления от приёмника: $\alpha = \frac{1}{s} \log_{10} \frac{A_1}{A_2}$.

Интервальное время и амплитуда определяются на расстоянии между двумя

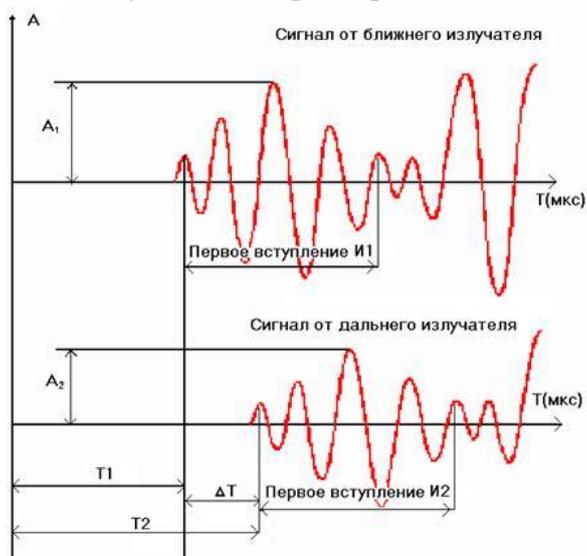


Рисунок 11 – Кривая АК в процессе регистрации волновой картины

приемниками, называемом базой акустического зонда. Замеренное интервальное время – линейная функция пористости горных пород.

Упругие свойства горных пород обусловлены минеральным составом, пористостью и формой порового пространства и, таким образом, тесно связаны с литологическими и петрофизическими свойствами. У осадочных пород упругие свойства изменяются в широком диапазоне, так как в породах присутствует неоднородность и слоистость.

Метод АК решает многие задачи. В открытом стволе АК позволяет произвести литологическое расчленение разреза, определение коэффициента пористости коллекторов, определение кинематических свойств горных пород для корреляции данных сейсморазведки, определение положения контактов флюидов. В обсаженной скважине возможно осуществление контроля качества цементного кольца, контроля технического состояния труб эксплуатационной колонны. [7]

Методика и техника метода АК

Акустический каротаж проводится как в открытом стволе скважины, так и в обсаженной скважине. Метод относится к эффективным, так как на показания практически не влияют диаметр скважины, наличие и свойства глинистой корки, тип и характеристики промывочной жидкости, свойства вмещающих пород, температура в интервалах замеров, если они не изменяются в пределах базы.

В акустическом зонде длиной зонда называют расстояние от излучателя до приемника. Величину длины подбирают опытным путем так, чтобы положительный сигнал был достаточно большим, а влияние скважины – минимальным. Для зонда с большим количеством элементов длина – это расстояние между средней точкой одноименных элементов и удаленного элемента зонда. Как правило, длина базы составляет 1-2 м. База зонда – расстояние между двумя одноименными элементами в зонде. Для выделения пластов малой мощности необходим малый размер базы, но для измерений высокой точности размер базы необходимо увеличивать. Размер базы обычно выбирается в пределах 0,5-1 м. Для исключения помех и прохождения волн от источника к приемнику между элементами зонда устанавливают изоляторы. Изоляторы состоят из материалов, которые плохо проводят акустические колебания (прорези в корпусе, чередование металла и резины).

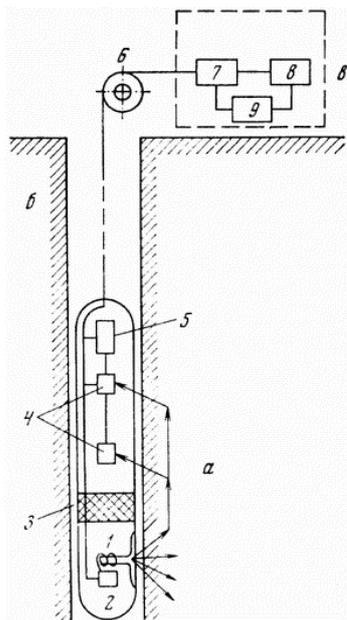


Рисунок 12 – Схема аппаратуры акустического каротажа: а - скважинный снаряд; б - кабель; в - наземная аппаратура; 1 - излучатель; 2 - генератор акустических колебаний; 3 - акустический изолятор; 4 - приемники; 5 - электронный усилитель; 6 - блок-баланс; 7 - усилитель; 8 - регистратор; 9 - блок питания

Наиболее простым способом измерения при АК является каротаж скорости. В этом случае регистрируется кривая изменения времени пробега волн между двумя приёмниками. Величина базы постоянна для определенного зонда, поэтому кривая времени будет являться обратным графиком изменения скорости. При каротаже по затуханию измеряется амплитуда упругой волны и ее ослабление между двумя приемниками. Современные приборы регистрируют сигналы всех колебаний с целью изучения скоростей распространения амплитуд, спектрального состава (частот и длин волн) и других характеристик всех типов волн, участвующих в волновом процессе. Такой каротаж называется волновым акустическим каротажем (ВАК).

При проведении метода для измерения параметров упругих колебаний используются акустические зонды. Наиболее распространены измерения трехэлементным зондом, который может состоять из двух излучателей и приемника, или наоборот (рис.12). Пара излучателя и приемника образует двухэлементный зонд. Зонд акустического каротажа возможно совмещать с другими

модулями при условии, что их соединение не нарушит центрирование измерительного зонда.

В качестве излучателя используют ферромагнитные вещества, изменяющие форму и размеры под действием переменного магнитного поля. В качестве приемника применяют пьезоэлектрический преобразователь, в котором механическая деформация приводит к его электрической поляризации.

4.3 Обработка и интерпретация данных

Интерпретация данных каротажа – переход от результатов каротажа к геологическим данным. Интерпретацию данных каротажа, приводящую с целью поисков полезных ископаемых обычно разделяют на два этапа: геофизическая и геологическая интерпретация.

Геофизическая интерпретация представляет собой обработку данных каротажа. Этот этап определяет физические свойства пластов, используя при этом формулы, плетки и номограммы.

Геологическая интерпретация по совокупности физических свойств, определенных на первом этапе, решает различные геологические и технические задачи.

4.3.1. Обработка и интерпретация данных метода ПС

По горизонтали на диаграмме ПС откладываются мВ, приходящиеся на длину показанного отрезка. Расположение положительных и отрицательных значений обычно такое, что отклонение кривой влево говорит об уменьшении потенциала, а вправо – об увеличении. На диаграмме ПС отсутствует нулевая линия, ее роль выполняют линия глины и линия песчаников, от которых и отсчитывают отклонение кривой. С увеличением глубины из-за уплотнения глины и влияния геотермического градиента линия глины отклоняется в сторону положительных значений.

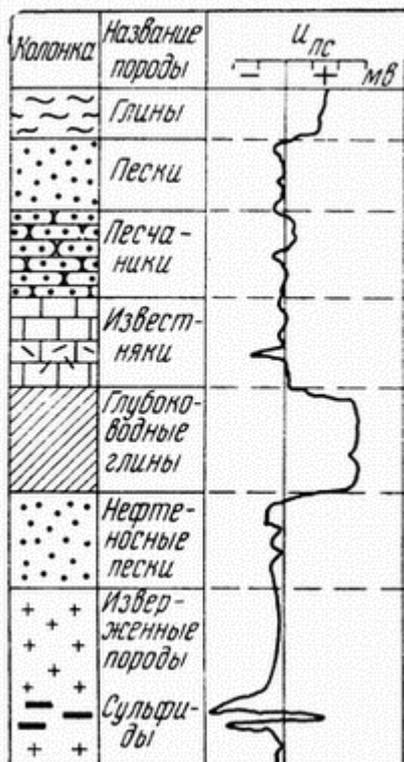


Рисунок 13 – Выделение пластов в разрезе по диаграмме ПС

Применение метода ПС наиболее эффективно в песчано-глинистых разрезах. По диаграммам метода границы пластов выделяются по точкам половины максимума амплитудных значений. На амплитуду значений потенциала собственной поляризации оказывает влияние мощность пласта – чем меньше мощность пласта, тем ниже показания ПС и отношение сопротивлений пластовой воды и бурового раствора – чем выше разница в сопротивлении, тем больше амплитуда.

На диаграммах ПС породы с различными свойствами характеризуются определенным видом аномалий. Для глинистых пород характерно появление значительных положительных аномалий потенциала собственной поляризации. Слабыми аномалиями в единицы мВ отличаются массивные, плотные, непроницаемые песчаники, известняки, изверженные породы, так как они обладают слабой электрохимической активностью. Пласты сульфидов, антрацита и графита определяются по интенсивным положительным и отрицательным аномалиям. Пласты-коллекторы, обладающие хорошей пористостью и проницаемостью, выделяются значительными отрицательными аномалиями.

При обработке полученных каротажных диаграмм рассчитываются параметры, с помощью которых

решаются задачи, поставленные перед методом самопроизвольной поляризации. Порядок действий при обработке диаграмм метода ПС:

1) Производится расчленение разреза на пласты по правилу половины амплитуды аномалии – $\frac{U_{\text{ПС max}}}{2}$. Пласты с мощностью менее 1 м не выделяются и включаются в выше- или нижележащий пласт;

2) По максимальному значению потенциала обозначается линия глин на диаграмме, затем снимаются показания потенциала для каждого пласта $U_{\text{ПС}}$;

3) Производится расчет статистической амплитуды $E_{\text{ПС}}$ с учетом коэффициента ослабления, определяемого по графику $\vartheta_{\text{ПС}} = (h/d_c)$:

$$E_{\text{ПС}} = \frac{U_{\text{ПС}} - U_{\text{ВМ}}}{\vartheta_{\text{ПС}}} + U_{\text{ВМ}} \quad U_{\text{ВМ}} = \frac{U_{\text{ВМ.кровли}} + U_{\text{ВМ.подшвы}}}{2};$$

4) Вводится поправка за температуру:

$$E_{\text{ПС}}^{18^\circ\text{C}} = \frac{E_{\text{ПС}} \cdot 291}{t_{\text{пл}} + 273'}$$

$$t_{\text{пл}} = 18^\circ\text{C} + 0,03(\text{H} - 450), \text{ где H – центр пласта};$$

5) Определение относительной амплитуды:

$$\alpha_{\text{ПС}} = \frac{E_{\text{ПС}}^{18^\circ\text{C}}}{E_{\text{ПС max}}^{18^\circ\text{C}}};$$

6) Производится оценка глинистости пласта по номограмме зависимости $K_{\text{ГЛ}}$ от $\alpha_{\text{ПС}}$;

7) Зная значение $K_{\text{ГЛ}}$ для каждого пласта определяется литология пласта по таблице распределения глинистости, затем строится литологическая колонка. [2]

Таблица 5 – Определение литологии пласта

№п/п	$K_{\text{ГЛ}}$	Литология
1	0 – 0,1	Крупнозернистый песчаник (КЗП)
2	0,1-0,2	Среднезернистый песчаник (СЗП)
3	0,2-0,3	Мелкозернистый песчаник (МЗП)
4	0,3-0,4	Тонкозернистый песчаник (ТЗП)
5	0,4-0,5	Крупнозернистый алевролит (КЗА)
6	0,5-0,6	Среднезернистый алевролит (СЗА)
7	0,6-0,7	Мелкозернистый алевролит (МЗА)
8	0,7-0,8	Тонкозернистый алевролит (ТЗА)
9	больше 0,8	Аргиллит

4.3.2. Обработка и интерпретация данных метода КС

Кажущееся удельное сопротивление и форма кривой КС определяются мощностью пласта, типом и размером зонда, его положением в скважине относительно пластов.

Интерпретация диаграмм КС начинается с деления кривой на участки с аномалиями кажущегося УЭС. По аномалиям определяется глубина залегания пластов. Далее происходит корреляция похожих аномалий по кривым КС соседних скважин. Первоначально выделяются четкие, характерные, повсеместно наблюдаемые в изучаемом районе аномалии, приуроченные к стратиграфическому горизонту большой мощности и выдержанного простираения. Такие аномалии называются реперами. Затем выделяются промежуточные горизонты и на основании всех данных строятся геолого-геофизические разрезы.

Принято считать пласт мощным в том случае, когда его размер больше размеров зонда, тонким – когда мощность пласта меньше или равна размерам зонда. Пластом высокого сопротивления называют пласт с удельным сопротивлением больше сопротивления вмещающей среды, низкого сопротивления – с меньшим значением УЭС, чем у вмещающей среды.

Форма кривых для градиент-зондов:

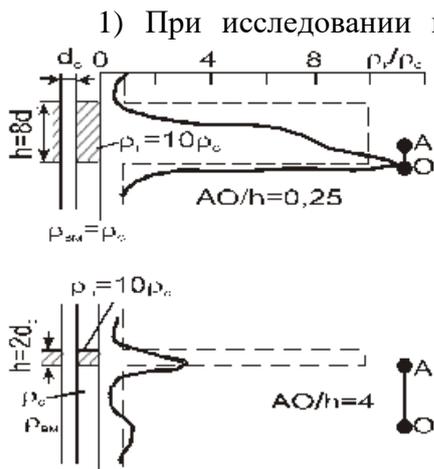


Рисунок 14 – Кривые градиент-зондов для пластов с высоким сопротивлением

- 1) При исследовании мощного пласта высокого сопротивления подошвенным градиент-зондом кровля пласта будет находиться против минимального сопротивления кривой, подошва – против максимального.
- 2) При исследовании тонкого пласта высокого сопротивления подошвенным градиент-зондом кровля соответствует наиболее сильному подъему кривой, подошва находится немного ниже максимума.
- 3) При исследовании мощного пласта низкого сопротивления подошвенным градиент-зондом кровля соответствует максимуму кривой, подошва – минимуму.
- 4) При исследовании тонкого пласта низкого сопротивления подошвенным градиент-зондом подошва будет располагаться против перехода кривой от пониженных значений к максимальным.
- 5) При измерениях кровельным градиент-зондом получаются диаграммы, зеркально отраженные от диаграмм подошвенных градиент-зондов.

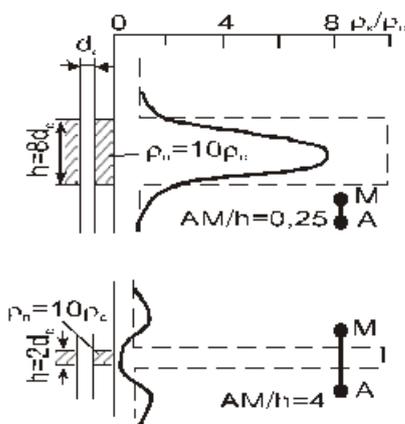


Рисунок 16 – Кривые потенциал-зондов для пластов с высоким сопротивлением

исследовании пласта низкого сопротивления потенциал-зондом пласт отмечается на кривой кажущегося сопротивления минимумом, симметричным относительно середины пласта. Такие формы кривых КС соответствуют и мощным пластам, и пластам с малой мощностью. [9]

Форма кривых для потенциал-зондов:

- 1) При исследовании мощного пласта высокого сопротивления потенциал-зондом максимум кривой КС располагается симметрично относительно центра пласта, границы проводятся также симметрично относительно максимума кривой.
- 2) При исследовании тонкого пласта высокого сопротивления потенциал-зондом пласт фиксируется уменьшением сопротивления, т.е. присутствует некоторое повышение выше кровли и ниже подошвы пласта на расстояниях, равных половине зонда.

3) При

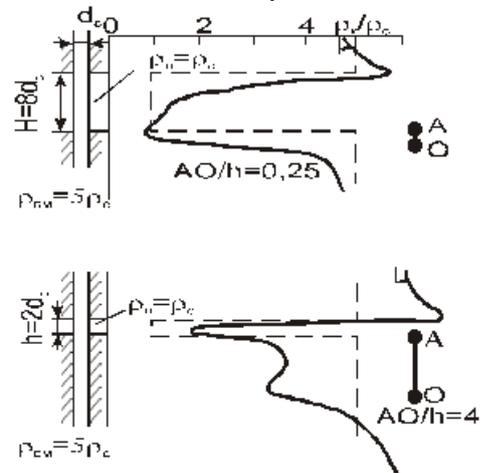


Рисунок 15 – Кривые градиент-зондов для пластов с низким сопротивлением

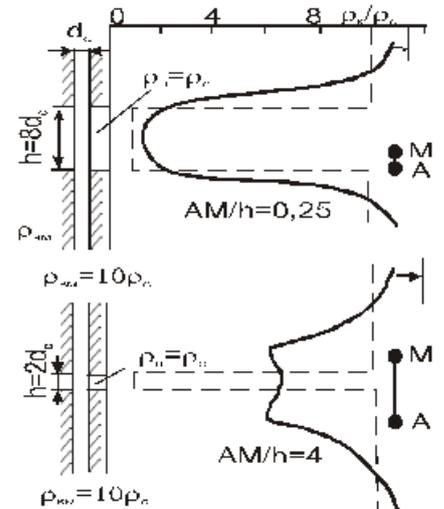


Рисунок 17 – Кривые потенциал-зондов для пластов с низким сопротивлением

4.3.3. Обработка и интерпретация данных метода ГК

На показания гамма-каротажа оказывают влияние многие факторы, такие как промывочная жидкость, наличие обсадной колонны, цементный камень, диаметр скважины. Влияние скважины может оказывать различное воздействие на показания ГК: повышать интенсивность гамма-излучения из-за естественной радиоактивности колонн, бурового раствора, цемента или ослаблять гамма-излучение пород из-за тех же колонн, бурового раствора и цемента. Большее значение при проведении метода оказывает поглощение гамма-излучения горных пород.

Кривая ГК расчленяет разрез скважины по величине глинистости горных пород, что способствует выделению коллекторов, насыщенных подвижными флюидами. На диаграмме метода кривая будет отклоняться в сторону больших значений напротив глин, так как они обладают значительной радиоактивностью, против песчаников кривая будет отклоняться в сторону меньших значений. На диаграмме проводятся две линии: крайнее правое положение кривой ГК – линия глин, крайнее левое положение – линия песчаников. Также аномалиями с наиболее низкими значениями будут выделяться известняки, доломиты, уголь, ангидриты.

Выполнение обработки и интерпретации диаграмм гамма каротажа с целью литологического расчленения пластов и определение коэффициента глинистости включает в себя:

1) Расчленение разреза на пласты производится от забоя скважины к устью. Границы пластов отбиваются по точкам перегиба кривой гамма каротажа.

Для пласта повышенной радиоактивности подошва – начало роста кривой, а начало спада – кровля. Пласты с мощностью менее 1 м не выделяются.

2) Снятие значений гамма-активности производится в кровельной части пласта из-за инерционной составляющей. Инерционность появляется вследствие того, что при регистрации излучения прибор находится в движении. Инерционность (запаздывание) регистрации излучения определяется по формуле: $\tau = t_2 - t_1$.

3) Приведение к условиям пласта бесконечной мощности (поправка за инерционность регистрации и мощность пласта)

Расчет интенсивности гамма-излучения подразумевает, что измерения делаются дискретно, на практике же гамма-излучение измеряется в движении, из-за чего кривые искажаются. Следовательно, необходима поправка за это смещение – поправка за инерционность регистрации.

Поправка за мощность пластов учитывает значения, снятые напротив пластов малой мощности. Для учета поправок вводят значение коэффициента снижения регистрируемой амплитуды гамма активности (v). Коэффициент определяется по номограмме, отражающей зависимость между мощностью пласта и коэффициентом снижения регистрируемой амплитуды гамма активности.

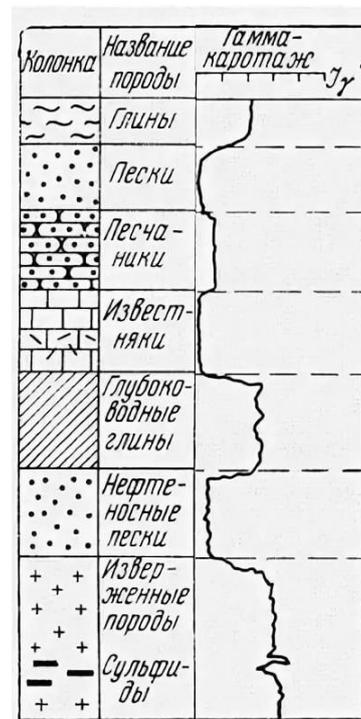


Рисунок 18 – Кривая гамма-каротажа против различных горных пород

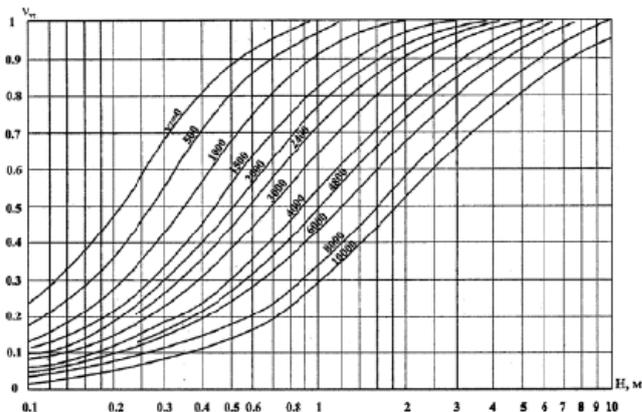


Рисунок 19 – Номограмма для определения v ,
Шифр кривых – величина произведения $V \cdot \tau$

Интенсивность гамма излучения, приведенная к условиям пласта бесконечной мощности, определяется по формуле:

$$I_{\gamma\infty} = \frac{I_{\gamma} - I_{\gamma_{\text{ВМ}}}}{v_{\gamma}} + I_{\gamma_{\text{ВМ}}}, \text{ где}$$

$$I_{\gamma_{\text{ВМ}}} = \frac{I_{\gamma_{\text{ВМкровли}}} + I_{\gamma_{\text{ВМподшвы}}}}{2}.$$

- 4) Выбор опорных пластов (определение «линии глин» и «линии песков») При выборе опорных пластов выбирают:

$I_{\gamma_{\text{оп1}}}$ – минимальное значение в рамках исследуемого интервала, не относящееся к угольному пласту, т. е. показание в пределах пласта песчаника. По выбранному значению проводят «линию песков».

$I_{\gamma_{\text{оп2}}}$ – это максимальное значение, но не относящееся к баженовской свите, по нему проводят «линию глин».

- 5) Расчет двойного разностного параметра

Двойной разностный параметр определяется по формуле:

$$\Delta I_{\gamma} = \frac{I_{\gamma\infty} - I_{\gamma_{\text{оп1}}}}{I_{\gamma_{\text{оп2}}} - I_{\gamma_{\text{оп1}}}}.$$

Двойной разностный параметр исключает влияние скважины, влияние общего радиоактивного фона, влияние цементного кольца и обсадной колонны.

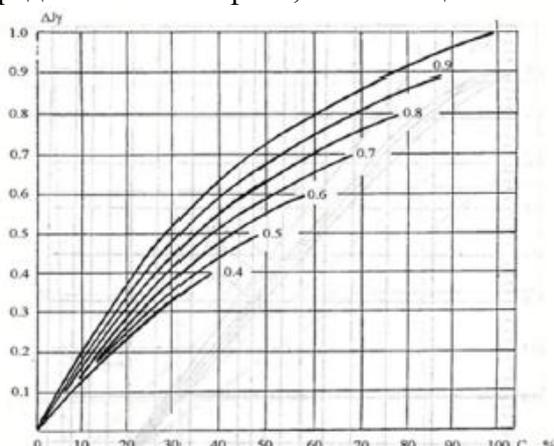


Рисунок 20 – Номограмма для определения коэффициента глинистости по величине двойного разностного параметра.. Шифр кривой – Кгл по методу ПС

- 6) Определение коэффициента глинистости (Кгл)

Для каждого выделенного пласта определяется значение коэффициента глинистости по номограмме, приведенной на рисунке 20.

- 7) Определение литологии пласта

По значению коэффициента глинистости выделенные пласты распределяются по литологической разности. По результатам литологического расчленения разреза получается литологическая колонка.

Определение литологии производится по таблице 5. [2], [10]

4.3.4. Обработка и интерпретация данных метода НГК

На показания метода НГК значительное влияние оказывает водородосодержание в породе и элементы, обладающие аномально высокой способностью захвата тепловых нейтронов: хлор, бор, литий, кадмий, кобальт и др. В разрезе осадочных пород наиболее распространенным является хлор.

Кривая НГК на диаграмме отклоняется влево напротив глинистых пластов и гипса. Кривая НГК на диаграмме отклоняется вправо напротив пластов, сложенных плотными известняками, доломитами, цементированными песчаниками, ангидритами, каменной солью. Показания НГК против песков, песчаников, пористых карбонатов зависят от глинистости пород и их водородосодержания (насыщенность нефтью, газом, водой).

Содержание водорода в воде больше, чем в нефти, поэтому показания НГК регистрируются выше в нефтеносных пластах. Газоносные пласты в обсаженной скважине выделяются на кривой НГК большими аномалиями, чем такие же по литологии и пористости пласты, заполненные нефтью или водой. Газ обладает низкой плотностью и меньшим содержанием водорода. В необсаженной скважине выделение пластов,

насыщенных газом затрудняется, так как присутствует зона проникновения фильтрата бурового раствора, а зона исследования составляет всего 40-60 см.

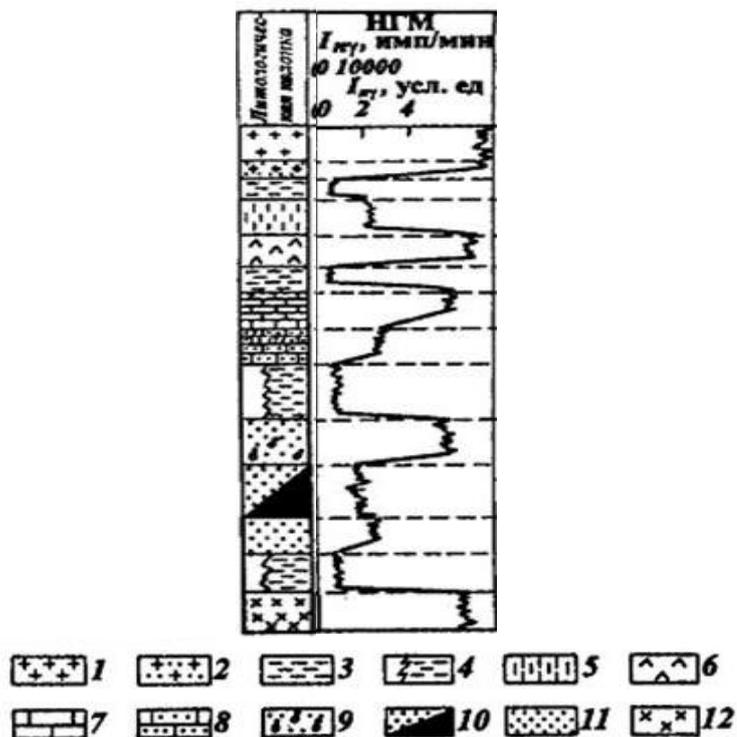


Рисунок 21 – Кривая метода НГК против различных пород, где 1 – каменная соль, 2 – калийная соль, 3 – глина, 4 – размытый пласт с большой каверной, 5 – гипс, 6 – ангидрит, 7 – известняк низкопористый, 8 – известняк высокопористый, песчаник: 9 – газоносный, 10 – нефтеносный, 11 – водоносный, 12 – порода метаморфизованная

4.3.5. Обработка и интерпретация данных метода АК

На показания АК не влияют диаметр скважины, наличие и свойства глинистой корки, тип и характеристики промывочной жидкости, свойства вмещающих пород, температура в интервалах замеров, если они не изменяются в пределах базы.

Различные по природе породы обладают разными акустическими свойствами. Плотные породы, например, магматические, метаморфические и скальные характеризуются высокими значениями скоростей распространения упругих волн. В осадочных породах на измеряемые параметры влияет их пористость, глинистость, трещиноватость, кавернозность. В песчаниках и рыхлых песках скорость распространения волн понижается с ростом пористости. Трещиноватые интервалы пород и каверны выделяются увеличением затухания амплитуды. Также влияет характер насыщения горной породы: в водонасыщенных породах происходит уменьшение амплитуды сигнала, еще большее уменьшение в нефтенасыщенных породах, наибольшее затухание происходит в породах, насыщенных газом.

Обработка и интерпретация данных АК содержит несколько этапов:

1) Оценка качества диаграмм

Диаграммы должны удовлетворять определенным правилам. Кривые, не удовлетворяющие стандартам, являются браком и не подлежат интерпретации.

2) Определение границ пластов

Кривая интегрального времени регистрируется в линейном масштабе с увеличением значений слева направо. Кривая затухания может регистрироваться в линейном или логарифмическом масштабах. Породы с высокой пористостью и значительным затуханием амплитуды волн отмечаются на фоне вмещающих пород максимумами на кривых ΔT и α . Аномалии симметричны относительно середины пласта. Границы пласта находят по точкам, смещенным на величину половины базы зонда $S/2$, от основания аномалии к середине пласта. Пользуясь этим правилом, на каротажной кривой выделяются пласты с характерными акустическими свойствами.

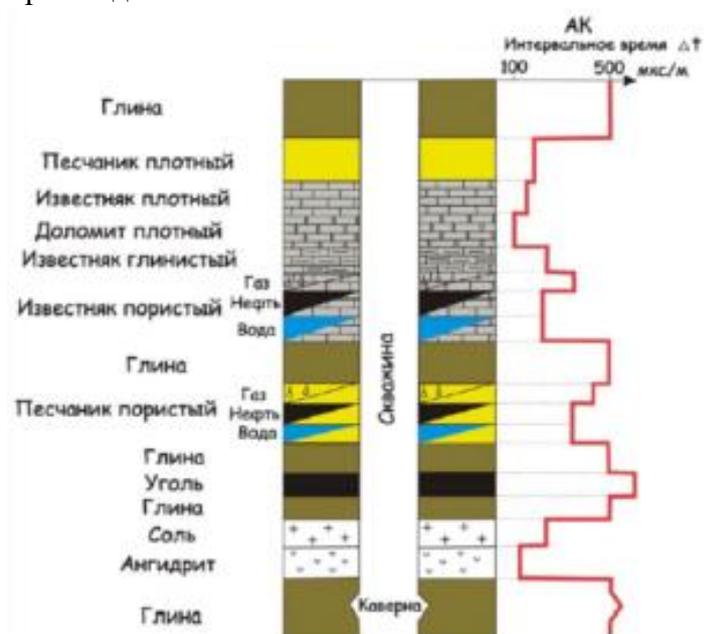
3) Количественная интерпретация данных АК

На данном этапе используется интервальное время τ , приведенное к базе зонда:

$$\tau = \frac{\Delta t}{S} = \frac{t_2 - t_1}{S}$$

Интервальное время является обратной величиной скорости распространения волны.

Для выделенных пластов определяется мощность и вычисляется скорость прохождения волны.



По результатам обработки и интерпретации данных метода АК может быть построен детальный скоростной разрез, по которому можно получить более полное представление о характере изменения скоростей по разрезу, возможно выделение скоростных границ. Таким образом, данные АК дают возможность изучить особенности строения геологического разреза: установить характер изменения акустических свойств отдельных толщ, выявить тонкие слои, отражающие и преломляющие границы и в результате построить гораздо более точную акустическую модель реальной среды. [5]

Рисунок 22 – Кривая АК против различных пород

4.4 Результаты

Результатами курсовой работы являются данные по проводимым геофизическим методам в поисковых скважинах Пуглалымского месторождения. Рассматривались методы поисковых скважин №86,87,88,89,90. Геофизический комплекс включал в себя методы ПС, КС, ГК, НГК АК, кавернометрия. Комплекс геофизических методов, которым были исследованы поисковые скважины, проводился с целью получения:

- оценки литологического состава пород;
- выделения коллекторов и оценки эффективных нефтенасыщенных толщин;
- оценки фильтрационно-емкостных свойств;
- определения положения водонефтяного контакта.

Расчленение разреза скважин, корреляция пластов и выделение коллекторов на Пуглалымском месторождении производились по материалам всего комплекса ГИС. Разделение коллекторов по плотности цементирования происходило по показаниям радиоактивных методов (НГК, ГК) и акустического каротажа. Прослой плотных непроницаемых пород определялись по кривым электрических методов и кривым НГК. Углистые пропластки также выделены при сопоставлении данных радиоактивных методов и методов сопротивлений.

Коллекторы продуктивного пласта Ю₁¹⁻² юрского горизонта сложены песчаниками и алевролитами, которые характеризуются наличием прямых качественных признаков проникновения в них фильтрата бурового раствора, что указывает на то, что пласты проницаемы и насыщены подвижными флюидами.

На наличие в пластах-коллекторах флюидов, которые возможно извлечь указывает:

- уменьшение диаметра скважины на уровне коллекторов из-за образования глинистой корки на границе сред скважина-порода (кавернометрия);
- отрицательные аномалии ПС;
- уменьшение естественной гамма активности (ГК).

По комплексу геофизических методов, проведенному в поисковых скважинах Пуглалымского месторождения, выделены признаки, которые указывают на наличие пласта-коллектора в разрезе скважины. Породы-коллекторы продуктивного пласта Ю₁¹⁻² характеризуются отрицательной амплитудой ПС, промежуточными значениями показаний (между глинами и плотными породами) по диаграммам радиоактивных, акустических методов, методов сопротивлений и наличием положительных приращений на диаграммах микрозондов. Точность отбивки проницаемых интервалов по разрезу скважин составляет 0.2 м. Каротажные диаграммы продуктивного пласта Ю₁¹⁻² Пуглалымского месторождения можно увидеть на рисунке 23.

Положение водонефтяного контакта устанавливалось по данным методов сопротивлений, а именно ПС и КС. Радиоактивные методы не учитывались из-за влияния зоны проникновения бурового раствора.

К недостаткам выполненных геофизических работ на месторождении можно отнести отсутствие методов ИК, ГГКп, ВИКИЗ, данные которых позволили бы дать более точные ответы на поставленные задачи, а также отсутствие работ по контролю за качеством испытаний ГИС. [4], [5]

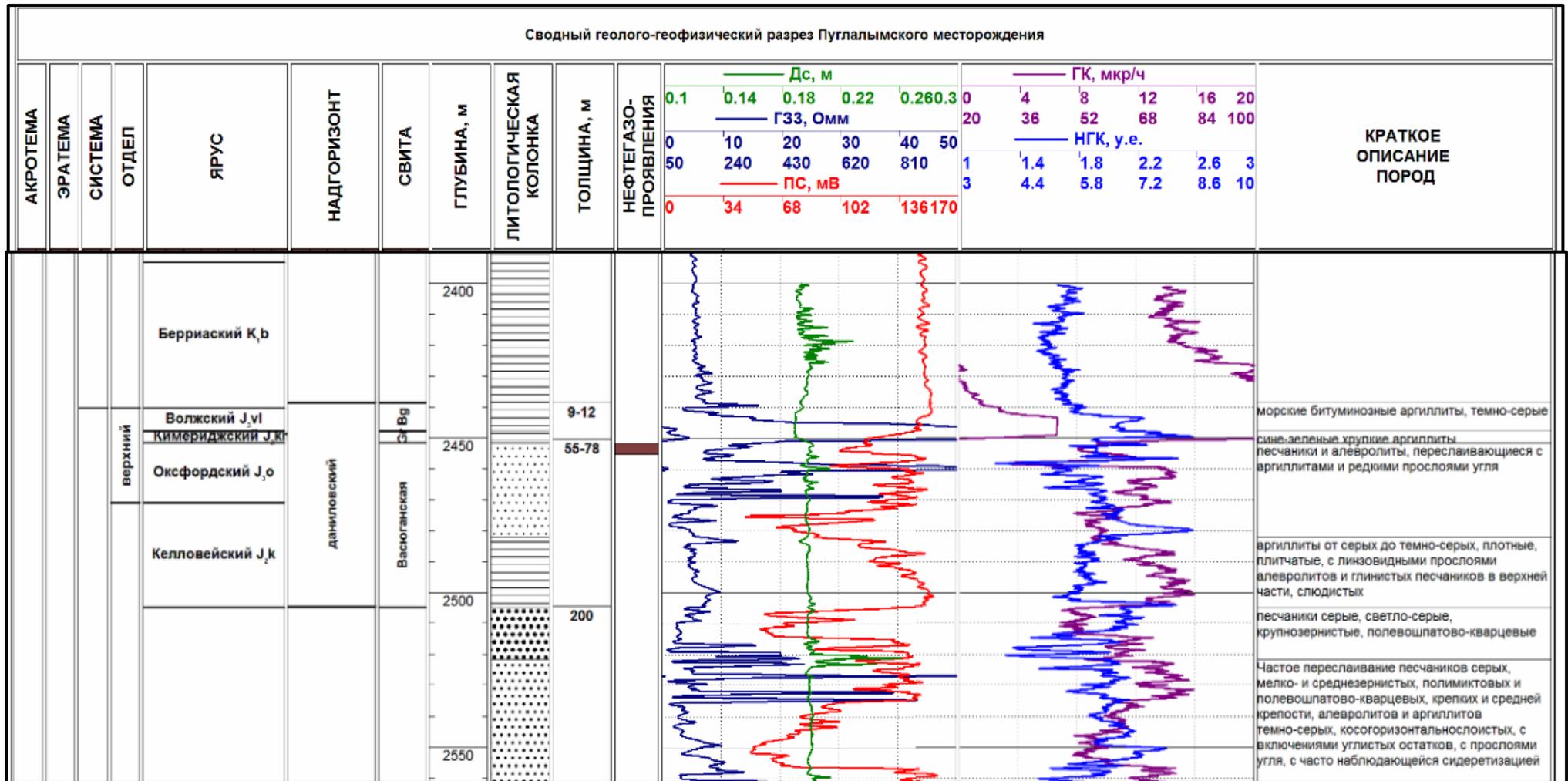


Рисунок 23 – Сводный геолого-геофизический разрез Пуглалымского месторождения на интервале продуктивного пласта

Заключение

В ходе выполнения курсовой работы исследовались поисковые скважины Пуглалымского месторождения. Поисковые скважины бурились на территории месторождения с 1971 по 1991 годы с целью поиска и открытия залежей углеводородов. В результате поискового бурения было построено 5 поисковых (№86,87,88,89,90) и 3 разведочных (№91,92,93) скважины. В скважинах проводился комплекс геофизических методов, который включал методы ПС, КС, ГК, НГК, АК и кавернометрию. Целью проведения ГИС было получение информации о литологическом расчленении разреза, положении коллекторов в разрезе скважины, фильтрационно-емкостных свойствах коллекторов, их глинистости, положении ВНК.

Качество материалов ГИС было оценено как хорошее, чему поспособствовали благоприятные геологические, гидрогеологические и термобарические условия. Проведенных методов ГИС было достаточно для выполнения количественной интерпретации, точного выделения коллекторов и оценки их эффективных толщин по качественным признакам. При опробовании поисковых скважин был получен промышленный приток нефти, что подтвердило потенциальную нефтегазоносность месторождения. В результате выполнения работ на скважинах и после анализа полученных данных, месторождение оказалось приемлемым по геологическим и техническим условиям и его признали промышленно выгодным. Последовала разработка месторождения в 2005 году и началось бурение эксплуатационных скважин с промышленной добычей нефти.

Список использованной литературы

- 1) Исаев В.И. Геофизические исследования скважин: методические указания к выполнению курсовой работы. – Томск: ТПУ, 2018
- 2) Бурков Ф.А., Исаев В.И. Геофизические исследования скважин: учебно-методическое пособие (лабораторные работы). - Томск: Изд-во ТПУ, 2013. – 86 с.
- 3) Материалы территориальных фондов геологической информации
- 4) Слободжан А.А. Подсчет геологических запасов нефти и растворенного газа, ТЭО КИН по Пуглалымскому месторождению. – г. Москва: "Восточная транснациональная компания", 2009.
- 5) Жуков С.Е., Лобова Г.А. Геолого-геофизические особенности пласта Ю₁¹ Пуглалымского месторождения нефти. – г. Томск: НИ ТПУ, 2015. – 3 с.
- 6) Ерофеев Л.Я., Вахромеев Г.С., Зинченко В.С, Номоконова Г.Г. Физика горных пород: учебник для вузов. - Томск: Издательство ТПУ, 2009. – 520 с.
- 7) Косков В.Н. Геофизические исследования скважин: Учеб. пособие / Перм. гос. техн. ун-т. – Пермь, 2004. – 122 с.
- 8) Итенберг С.С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин: учеб. пособие для вузов. – М.: Недра, 1987. - 375 с.
- 9) Латышова М.Г. Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических исследований скважин. – М.:Недра, 1991. – 218с.
- 10) Золоева Г.М., Петров Л.М., Хохлова М.С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин: учебное пособие по дисциплине «Геофизические исследования скважин». – М.: МАКС Пресс. 2009. – 180 с.