

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО
ОБРАЗОВАНИЯ
«САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(СПбГУ)

Институт наук о Земле

Афонасенко Сергей Алексеевич
Выпускная квалификационная работа

**ПРИМЕНЕНИЕ КОМПЛЕКСА МЕТОДОВ КАРОТАЖА ДЛЯ ОЦЕНКИ
ПАРАМЕТРОВ ПРОДУКТИВНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ УСТЬ-
ТЕГУССКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ТЮМЕНСКАЯ
ОБЛ.)**

Основная образовательная программа бакалавриата
«Нефтегазовое дело»

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

(подпись руководителя)

« » _____ 2022

Рецензент: Моторин И.В.

Санкт-Петербург

2022

АННОТАЦИЯ

Изучены возможности и особенности применения комплекса методов каротажа при определении параметров продуктивных коллекторов Усть-Тегусского нефтяного месторождения. Рассмотрены методы каротажа и методики определения фильтрационно-емкостных параметров продуктивных отложений месторождения. С помощью исходных каротажных данных и петрофизических зависимостей в двух скважинах были выделены интервалы пород-коллекторов, определены коэффициенты пористости, проницаемости, глинистости, а также характер насыщения пластов Ю₂, Ю₃, Ю₄ тюменской свиты. Интерпретация была выполнена в программном обеспечении Techlog компании Schlumberger.

Объем работы составляет 83 страницы, в ней содержится 53 рисунка, 18 таблиц и 2 приложения. Содержание представлено 4 главами, при написании работы было использовано 18 источников литературы.

Ключевые слова: геофизические исследования скважин, коллектор, пористость, проницаемость, глинистость, нефтенасыщенность.

СОДЕРЖАНИЕ

АННОТАЦИЯ	2
СПИСОК ПРИНЯТЫХ ТЕРМИНОВ И СОКРАЩЕНИЙ	5
ВВЕДЕНИЕ	9
1 ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ УСТЬ-ТЕГУССКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	11
1.1 Общая характеристика района работ	11
1.2 Стратиграфия	13
1.3 Тектоника	15
1.4 Нефтегазоносность Усть-Тегусского месторождения	17
2 КОМПЛЕКС МЕТОДОВ КАРОТАЖА, ПРИМЕНЯЕМЫХ НА УСТЬ-ТЕГУССКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	23
2.1 Электрический каротаж	23
2.1.1 Каротаж сопротивлений	23
2.1.2 Боковой каротаж	28
2.1.3 Микрозондовый каротаж	30
2.1.4 Каротаж самопроизвольной поляризации	31
2.2 Электромагнитный каротаж	33
2.2.1 Индукционный каротаж.....	33
2.2.2 Высокочастотное изопараметрическое каротажное индукционное зондирование	35
2.3 Ядерно-геофизический каротаж	36
2.3.1 Гамма-каротаж	36
2.3.2 Нейтрон-нейтронный каротаж.....	38
2.3.3 Нейтронный гамма-каротаж	40
2.3.4 Плотностной гамма-гамма каротаж	40
2.3.5 Селективный гамма-гамма каротаж.....	43
2.4 Акустический каротаж.....	43
2.5 Кавернометрия	45
3 МЕТОДИКИ ИЗУЧЕНИЯ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН, ВЫДЕЛЕНИЯ И ОЦЕНКИ ПАРАМЕТРОВ КОЛЛЕКТОРОВ	48
3.1 Литологическое расчленение разрезов скважин.....	48
3.2 Выделение коллекторов	49
3.2.1 Качественные критерии	49
3.2.2 Количественные критерии.....	50
3.3 Определение эффективной мощности продуктивных коллекторов. Отбивка водонефтяного контакта.....	51
3.4 Определение глинистости.....	53
3.5 Определение пористости	55
3.5.1 Определение пористости по данным АК	56

3.5.2	Определение пористости по данным ГГК-П.....	57
3.5.3	Определение пористости по данным ПС	57
3.5.4	Определение пористости по данным ННК-Т и НГК	57
3.6	Определение проницаемости	58
3.7	Определение нефтенасыщенности	58
3.8	Программа обработки данных каротажа Techlog	59
4	РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПЛЕКСА КАРОТАЖА НА УСТЬ-ТЕГУССКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ...	61
4.1	Выделение коллекторов	61
4.2	Определение глинистости	63
4.3	Определение пористости	64
4.4	Определение проницаемости.....	70
4.5	Определение коэффициентов водо- и нефтенасыщенности	75
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	79
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	80
	Приложение 1. Исходные данные и результаты интерпретации данных ГИС по скважине №3 Дубравской площади	82
	Приложение 2. Исходные данные и результаты интерпретации данных ГИС по скважине №4 Дубравской площади	83

СПИСОК ПРИНЯТЫХ ТЕРМИНОВ И СОКРАЩЕНИЙ

- АК – акустический каротаж
- БК – боковой каротаж
- ВИКИЗ - высокочастотное изопараметрическое каротажное индукционное зондирование
- ВНК – водонефтяной контакт
- ГВК – газоводяной контакт
- ГГК – гамма-гамма каротаж
- ГГК-П – плотностной гамма-гамма каротаж
- ГГК-С – селективный гамма-гамма каротаж
- ГЗ – градиент-зонд
- ГИНР – гамма-излучение неупругого рассеяния
- ГИРЗ – гамма-излучение радиационного захвата
- ГИС – геофизические исследования скважин
- ГК – гамма-каротаж
- ГНК – газонефтяной контакт
- ИК – индукционный каротаж
- ИННК-Т – импульсный нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам
- КВ – кавернометрия
- КС – каротаж сопротивлений
- МКЗ – микрозондирование
- НГК – нейтронный гамма-каротаж
- НГО – нефтегазоносная область
- НГП – нефтегазоносная провинция
- НГР – нефтегазоносный район
- НК – нейтронный каротаж
- ННК-НТ – нейтрон-нейтронный каротаж по надтепловым нейтронам
- ННК-Т – нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам
- ПЗ – потенциал-зонд
- ПО – программное обеспечение
- ПС – каротаж самопроизвольной поляризации
- УЭС – удельное электрическое сопротивление
- ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства
- ФЭУ – фотоэлектронный умножитель

a – коэффициент, зависящий от извилистости пор
 $A_{\text{эф}}$ – эффективное массовое число
 c – коэффициент, определяющийся взаимным расположением электродов зонда
 $C_{\text{гл}}$ – коэффициент массовой глинистости
 D – коэффициент диффузии
 d_3 – диаметр зонда
 E – напряженность электрического поля
 E_c – свободный диффузионный потенциал
 E_m – мембранный диффузионный потенциал
 E_s^{max} – статическая аномалия ПС
 F – площадь фильтрации
 f – рабочая частота
 h – мощность пласта
 $h_{\text{эф}}$ – эффективная мощность продуктивного коллектора
 j – истинное значение плотности тока
 J – сила тока источника
 j_0 – значение плотности тока в безграничной среде
 J_0 – сила тока, пропускаемого через центральный электрод A_0
 J_γ – показания ГК
 $J_{\gamma,\text{max}}$ – значение ГК для глин
 $J_{\gamma,\text{min}}$ – минимальное показание ГК напротив чистых песчаников
 $J_{\text{бз}}$ – показания большого зонда ННК-Т
 $J_{\text{мз}}$ – показания малого зонда ННК-Т
 K – коэффициент трехэлектродного зонда
 k_c – коэффициент свободного диффузионного потенциала
 k_v – коэффициент водонасыщенности
 k_{v_0} – коэффициент остаточной водонасыщенности
 $k_{\text{гл}}$ – коэффициент объемной глинистости
 k_m – коэффициент мембранного диффузионного потенциала
 k_n – коэффициент нефтенасыщенности
 k_{n_0} – коэффициент остаточной нефтенасыщенности
 k_p – коэффициент общей пористости
 $k_{p,\text{гл}}$ – коэффициент пористости глинистых прослоев
 $k_{p,\text{дин}}$ – коэффициент динамической пористости
 $k_{p,\text{п}}$ – коэффициент пористости песчаных прослоев

$k_{п,эф}$ – коэффициент эффективной пористости
 $k_{пN}$ – нейтронная пористость (водородсодержание)
 $k_{пз}$ – коэффициент закрытой пористости
 $k_{по}$ – коэффициент открытой пористости
 $k_{пр}$ – коэффициент проницаемости
 $k_{пс}$ – коэффициент аномалии ПС
 $k_{пNf}$ – нейтронная пористость пласта, насыщенного фильтратом бурового раствора
 $k_{пNhc}$ – нейтронная пористость пласта, насыщенного углеводородами
 $k_{пNm}$ – нейтронная пористость минерального скелета породы
 $k_{пNsh}$ – нейтронная пористость глин
 L – длина зонда; длина пути фильтрации
 $L_{общ}$ – общая длина зонда
 m – коэффициент, зависящий от цементации
 $M_{<0.01}$ – масса глинистой фракции
 $M_{тв}$ – масса твердой фазы породы
 n – коэффициент, зависящий от распределения насыщенности
 N_0 – число Авогадро
 R_n – параметр насыщения
 Q – объемный расход флюида за единицу времени
 $t_{уд}, \Delta t, Dt, \Delta T$ – интервальное время
 U – потенциал электрического поля
 $U_{ПС}$ – показания ПС
 $U_{ПСmax}$ – значение ПС для линии глин
 $U_{ПСmin}$ – минимальное показание ПС напротив чистых песчаников
 V_p – скорость продольной волны
 $V_{п}$ – объем пор
 $V_{п,изолир}$ – объем изолированных пор
 $V_{п,сообщ}$ – объем сообщающихся пор
 $V_{пор}$ – объем породы
 $Z_{эф}$ – эффективный атомный номер элемента
 $\alpha_{пс}$ – относительная амплитуда ПС
 δ – плотность вещества
 $\Delta\gamma, \alpha_{ГК}$ – двойной разностный параметр ГК
 Δt — интервальное время по АК
 $\Delta t_{гл}$ – интервальное время в глинах, входящих в состав коллекторов

$\Delta t_{\text{ж}}$ — интервальное время во флюиде
 $\Delta t_{\text{м}}$ — интервальное время в минеральном скелете породы
 $\Delta k_{\text{гл}}$ — водородсодержание твердой минеральной фазы породы
 Δp — перепад давлений
 ΔU — разность потенциалов
 $\delta_{\text{ж}}$ — плотность флюида, насыщающего коллектор
 $\delta_{\text{м}}$ — объёмная плотность минерального скелета породы
 $\delta_{\text{п}}$ — объёмная плотность по ГГК-П
 $\eta_{\text{гл}}$ — коэффициент относительной глинистости
 μ — динамическая вязкость
 $\mu_{\text{эф}}$ — эффективный линейный коэффициент ослабления гамма-квантов
 $\rho_{\text{вп}}$ — УЭС водонасыщенной части пласта
 $\rho_{\text{кр}}$ — критическое УЭС
 $\rho_{\text{н}}$ — УЭС нефтенасыщенной части пласта
 σ — удельная электропроводность горных пород
 $\sigma_{\text{е}}$ — сечение рассеяния на электроне
 τ — сечение (вероятность) фотоэффекта
 τ — среднее время жизни тепловых нейтронов
 $\chi_{\text{гл}}$ — коэффициент слоистой глинистости
 ω — водородсодержание
 $S_{\text{хо}}$ — насыщенность фильтратом бурового раствора в зоне проникновения
 ρ_1 — УЭС более концентрированного раствора
 ρ_2 — УЭС менее концентрированного раствора
 $\rho_{M\infty}$ — величина удельного сопротивления среды между точкой наблюдения М и бесконечно удаленным электродом N
 ρ_{MN} — реальное значение удельного сопротивления между электродами М и N
 $\rho_{\text{в}}$ — УЭС пластовых вод
 $\rho_{\text{вп}}$ — УЭС водонасыщенного пласта
 $\rho_{\text{к}}$ — кажущееся УЭС
 $\rho_{\text{п}}$ — УЭС пласта
 $\rho_{\text{ф}}$ — УЭС фильтрата бурового раствора
 $\rho_{\text{к}}^{\text{ГЗ}}$ — кажущееся УЭС по данным измерений ГЗ
 $\rho_{\text{к}}^{\text{ПЗ}}$ — кажущееся УЭС по данным измерений ПЗ

ВВЕДЕНИЕ

Каротаж или геофизические исследования скважин (ГИС) широко применяются в изучении разрезов нефтяных и газовых месторождений. Несмотря на свою высокую информативность, детальность и точность оценки, керн не отбирают в больших количествах, т.к. отбор керна значительно снижает скорость исследований и бурения. В получении информации по разрезу помогает каротаж. Для определения параметров коллекторов по данным каротажа важно наличие керна, который отбирается по некоторым скважинам и по результатам лабораторных петрофизических исследований дает информацию, необходимую для интерпретации данных каротажа.

Интерпретация данных каротажа позволяет вычислять параметры для подсчета запасов нефти: эффективную нефтенасыщенную мощность и коэффициент нефтенасыщенности. По данным каротажа определяются такие важные параметры коллекторов, как пористость, проницаемость и глинистость. Поэтому направление, связанное с использованием данных каротажа при оценке параметров коллекторов, является актуальным.

В настоящей работе рассматривается применение комплекса методов каротажа для оценки параметров продуктивных коллекторов на примере Усть-Тегусского нефтяного месторождения (Тюменская обл.). Месторождение было открыто в 1991 г., а введено в разработку - в 2009 г.

Продуктивные отложения Усть-Тегусского месторождения приурочены к пластам Ю₂-Ю₄ тюменской свиты. Коллекторы представлены терригенными отложениями. Залежи относятся к пластово-сводовому, стратиграфически, литологически и тектонически экранированному типам.

Целью данной работы является изучение возможностей и методик применения комплекса методов каротажа для выделения коллекторов и оценки их параметров на примере Усть-Тегусского нефтяного месторождения.

Задачи работы:

- изучить особенности геологического строения Усть-Тегусского месторождения;
- рассмотреть комплекс методов каротажа, применяемых на месторождении;
- рассмотреть методики изучения разрезов скважин, выделения и оценки параметров коллекторов;
- выполнить обработку данных каротажа в программном обеспечении Techlog;
- сравнить параметры, определенные по каротажу и керну.

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

1 ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ УСТЬ-ТЕГУССКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

1.1 Общая характеристика района работ

Сведения в этом разделе приведены по данным источников [12] и [15].

Усть-Тегусское месторождение было открыто пробуренной в северо-восточной части площади поисковой скважиной в 1991 г. В ходе поисково-разведочных работ в среднеюрских отложениях были открыты промышленные нефтяные залежи: в 1992 г. была доказана продуктивность пласта Ю₂ и в 1993 г. была доказана нефтеносность пластов Ю₃ и Ю₄.

В географическом плане Усть-Тегусское месторождение находится в Уватском районе Тюменской области. В 50 км к северу и западу от месторождения расположены ближайшие населенные пункты – д. Тайлакова и д. Нефедова соответственно. В 280 км к северо-западу расположен административный центр п. Уват.

В плане нефтегазогеологического районирования месторождение относится к Демьянскому НГР Каймысовской НГО Западно-Сибирской НГП (рис. 1 и 2).

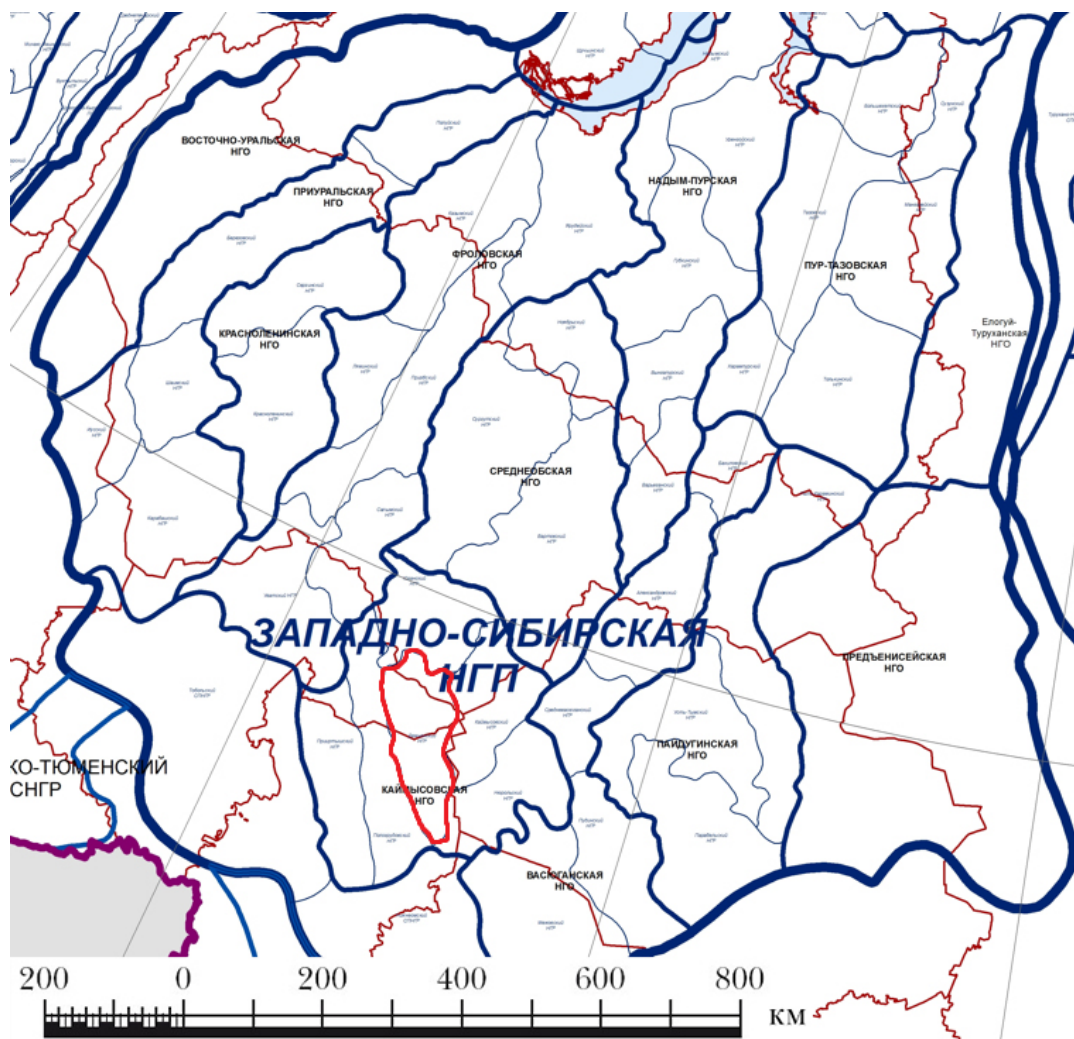


Рисунок 1 Часть схемы нефтегазогеологического районирования. Красным контуром обозначен Демьянский НГР [13]

Условия работ по трудности относят к V категории, что связано с отсутствием промышленной инфраструктуры, относительной удаленностью аэропорта п. Уват и практически полным отсутствием дорожной сети, из-за чего передвижение и доставка груза возможна в основном только с помощью железной дороги и барж в летний период, и по зимникам – в зимний. Стоит отметить, что несколько упрощает ситуацию наличие месторождений строительных материалов вблизи месторождения.

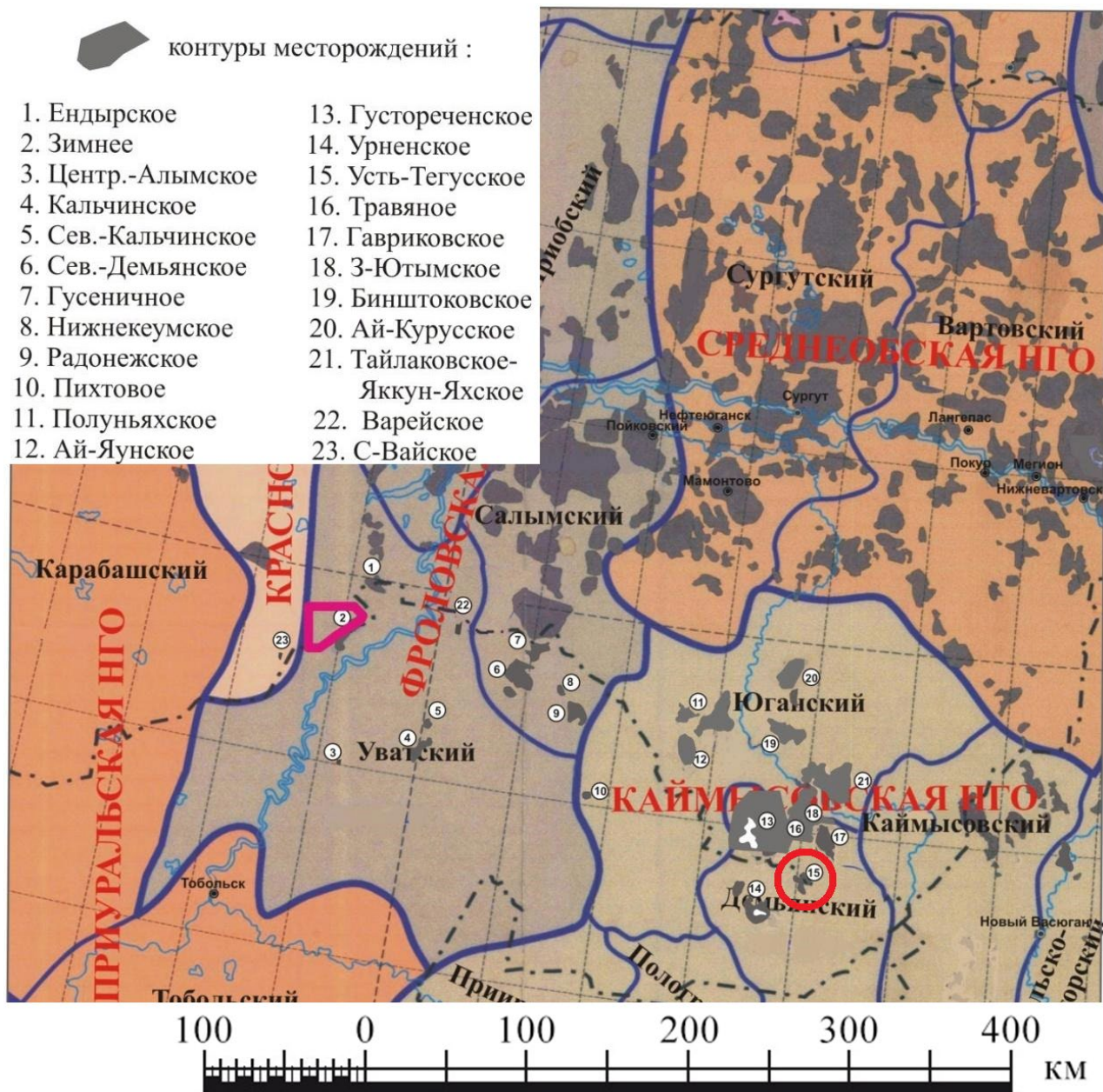


Рисунок 2 Выкопировка из схемы нефтегазогеологического районирования. Красным контуром обозначено Усть-Тегусское месторождение [17]

В эксплуатацию месторождение было введено в 2009 г. В процессе эксплуатационной доразведки запасы нефти увеличились с 16 до 118 млн т, что позволяет отнести месторождение по запасам нефти к крупным. За время промышленной эксплуатации, по информации на 2021

г., накопленная добыча нефти составила 58 млн т., что составляет 35% добычи всего Уватского проекта, который был запущен в 2006 г., пробурена 571 скважина.

1.2 Стратиграфия

Сведения в этом разделе приведены по данным источника [12].

Месторождение расположено на территории Западно-Сибирской плиты. В разрезе Западно-Сибирской плиты выделяют складчатый фундамент доюрского возраста и чехол мезозойско-кайнозойского возраста, с угловым несогласием залегающий на доюрском фундаменте.

Доюрские образования

Отложения доюрского фундамента представлены вулканическими уплотненными породами, в которых развиты коры выветривания, сложенные песчано-алевритистыми и известково-глинистыми сланцами и трещиноватыми серицит-хлорит-биотитовыми глинистыми сланцами зеленого и серых цветов с жилами кальцита. Максимальная вскрытая в пределах месторождения мощность – 60 м.

Контакт с вышележащими юрскими песчано-глинистыми породами несогласный. Несогласие угловое.

Юрская система

Нижний отдел

В пределах месторождения отложений нижнего отдела не наблюдается.

Средний отдел

Среднеюрские отложения выделяют в тюменскую свиту (J_2a-k), сложенную чередованием аргиллитов серых – темно-серых, алевритистых, углистых, слюдистых; алевролитов серых и песчаников, имеются прослои углей. Тюменская свита на Усть-Тегусском месторождении представлена верхней частью средней подсвиты и верхней подсвиты, соотнесенных с пластами Ю₅ и Ю₄-Ю₂ соответственно. К верхней подсвите (пласты Ю₄-Ю₂) приурочены нефтяные залежи.

Коллекторы пласта Ю₄ сложены песчаниками светло-серыми, до темно-серых или коричнево-серых при наличии нефти, средне-мелкозернистыми, неоднородными по составу с глинистым или карбонатным цементом. Текстура косая волнистая, имеются тонкие прослои растительного детрита.

Коллекторы пласта Ю₃ сложены песчаниками среднезернистыми, кварц-полевошпатовыми с глинистым цементом. В целом пласт Ю₃ литологически неоднороден, сложен переслаивающимися аргиллитами темно-серыми, до черных, плотными, слоистыми; алевролитами серыми с включениями растительного детрита и вышеупомянутыми песчаниками. Текстура горизонтальная или пологопадающая.

Коллекторы пласта Ю₂ сложены песчаниками серыми, средне-мелкозернистыми, хорошо сортированными, средне и хорошо окатанными. В целом пласт представлен вышеописанными песчаниками и конгломератами в кровле. Также в кровле имеются остатки детрита и ростров белемнитов.

Отложения тюменской свиты заполняют пониженные заливообразные области и с угловым несогласием перекрывают нижележащие отложения фундамента. Контакт с вышележащими верхнеюрскими отложениями несогласный. Мощность свиты варьирует от 40 до 200 м. Наибольшая мощность достигается на востоке месторождения.

Верхний отдел

Верхнеюрские отложения представлены породами васюганской, георгиевской и баженовской свит и накоплены в условиях прибрежно-морской обстановки осадконакопления.

Васюганская свита (J₂k- J₃o) подразделяется на нижнюю и верхнюю подсвиты и представлена на месторождении в полном объеме. Нижняя подсвита представлена аргиллитами темно-серыми, до черных, тонкоотмученными с прослоями песчаников, включениями пирита и большим содержанием детрита. Отложения нижней подсвиты формировались в условиях максимума трансгрессии. Верхняя подсвита представлена песчаниками, аргиллитами темно-серыми, до черных с прослоями серых алевролитов. В верхней подсвите выделяется пласт Ю₁, сложенный песчаниками свето-серыми, до темно-серых, крупнозернистыми, к кровле среднезернистыми, массивными, кварц-полевошпатовыми и реже полимиктового и полевошпат-кварцевого состава и гравелитами с прослоями аргиллитов. Имеются включения окатанных галек и детрит, выполненный кальцитом. Пласт Ю₁ водоносный. Мощность васюганской свиты варьирует от 32 до 67 м.

Георгиевская свита (J₃km) перекрывает васюганскую свиту и представлена аргиллитами темно-серыми, почти черными с остатками фауны и включениями глауконита. Мощность георгиевской свиты варьирует от 0 до 5 м.

Баженовская свита (J₂tt-K₁b) перекрывает георгиевскую свиту и залегает в кровле верхнеюрского комплекса. Отложения сложены аргиллитами битуминозными, темно-серыми,

до черных, ближе к основанию слабобитуминозными, кремнистыми и известковистыми. Мощность баженовской свиты достигает 20 м.

Выше располагаются отложения мела, палеогена, неогена и четвертичной системы, не являющиеся продуктивными в пределах месторождения.

1.3 Тектоника

Сведения в этом разделе приведены по данным источника [12].

Западно-Сибирская плита в тектоническом отношении включает в себя 3 структурно-тектонических этажа: нижний, являющийся фундаментом, образованный в палеозое и сложенный эффузивными, сильно дислоцированными породами; средний, сформированный в перми-триасе и объединяющий эффузивно-осадочную толщу; верхний, сформированный в мезозое-кайнозое и представленный песчано-глинистыми отложениями.

В пределах Демьянского НГР, где расположено Усть-Тегусское месторождение, разрез Западно-Сибирской плиты включает 2 структурных этажа: палеозойский фундамент и субгоризонтально перекрывающий его чехол.

Усть-Тегусское месторождение расположено в пределах Демьянского мегавала – структуры 1 порядка, размеры которой составляют 270x80 км. Демьянский мегавал линейно вытянут с северо-запада на юго-восток. С севера к Демьянскому мегавалу примыкает Юганская мегавпадина. На северо-востоке Кельтаминская ложбина и Верхнедемьянская мегаседловина отделяют Демьянский мегавал от Каймысовского свода. На западе линейно вытянутый Васисский мегапрогиб отделяет Демьянский мегавал от Пологрудовского мегавала (рис. 3).

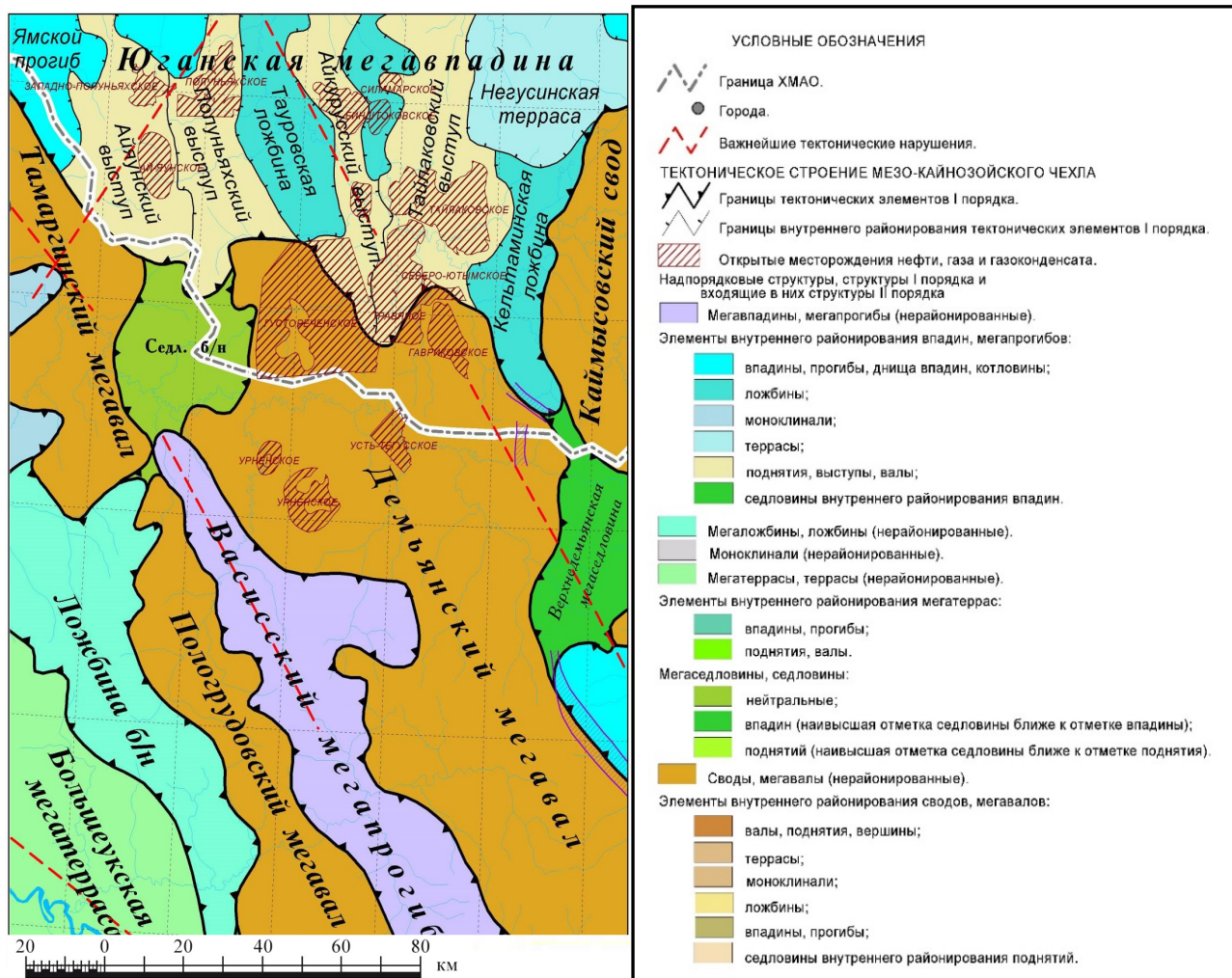


Рисунок 3 Фрагмент тектонической карты центральной части Западно-Сибирской плиты [12]

В северной части Демьянского мегавала расположен ряд нефтяных месторождений: Усть-Тегусское, Тайлаковское, Гавриковское, Урненское, - приуроченных к структурам 3 порядка.

Усть-Тегусское поднятие является наиболее крупным из представляющих структурный план отдельных локальных поднятий и располагается в пределах скважин №110 и №112. Единая, контролирующая залежи структура в отложениях тюменской свиты отсутствует. Размеры Усть-Тегусского поднятия составляют 12x4 км, а амплитуда – 60 м. Поднятие замыкается изогипсой на уровне 2480 м.

На севере располагаются небольшие структуры Перестроечная I и II, имеющие размеры 2x1.5 км и амплитуду менее 40 м.

На северо-западе прогибом с глубинами 2480-2490 м отделяется структура Усть-Тегусская I, на западе через прогиб глубиной 2.5 км раскрывающаяся в сторону структурных осложнений Северо-Усановских I и II, распространенных на северном склоне Усановского поднятия.

Усть-Тегусская структура по кровле фундамента представлена отдельными осложнениями и имеет форму вытянутого с северо-запада на юго-восток структурного носа

по общей изогипсе -2400 м, в контуре которой выделяется 4 локальных осложнения размерами от 2х1.5 км до 10х2.5 км и амплитудой до 20 м. По этой же изогипсе на северо-западе Усть-Тегусская структура раскрывается в сторону осложнений, развитых на северной части Усановского поднятия. Структурный нос с трех сторон оконтуривается изогипсой 2350 м. На западе эта же изогипса раскрывается в сторону осложнений северо-восточного склона Усановской структуры. Внутри изолинии по данным сейсмоки выделяют замкнутые поднятия малых амплитуд, наиболее крупное из которых имеет размеры 8х2.5 км и амплитуду 20 м.

В пределах замыкающей изогипсы -2390 м Усть-Тегусская структура имеет размеры 18х6 км и амплитуду 30 м. Залежи пластов Ю₂-Ю₄ контролируются структурным и литологическим фактором. Литологический фактор проявляется в отсутствии коллекторов на западе. На северо-востоке от Усть-Тегусской структуры обнаружено две небольших структуры размерами 2х1.5 км и 3х1.5 км и амплитудой 20 м, в пределах одной из них доказана промышленная нефтеносность песчаных пород тюменской свиты.

Многочисленные серии разломов субмеридионального и субширотного простирания осложняют структуру восточной части Усть-Тегусского месторождения. Протяженность разломов составляет 2-11 км, а амплитуда – 3-30 м. Подавляющее количество разломов затухают от отложений кристаллического фундамента до отложений верхней юры.

1.4 Нефтегазоносность Усть-Тегусского месторождения

Сведения в этом разделе приведены по данным источника [12].

Пласт Ю₂ разделен на 3 залежи с разными уровнями ВНК (табл. 1) (рис. 4).

Таблица 1.

Характеристика залежей пласта Ю₂ [12]

Залежь	Принятый уровень ВНК а.о., м	Размеры залежи			Нобц		Нэфф		Нэфф.н		Дебиты нефти по результатам испытания, м ³ /сут	Тип залежи
		длина, км	ширина, км	высота, м	среднее	интервал изменения	среднее	интервал изменения	среднее	интервал изменения		
Основная залежь	-2400.0	18.0	16.0	до 60	13.0	5.7÷29.3	8.8	1.2÷27.4	8.0	1.0÷15.9	от 0.8 (скв. 47) до 573.3 (скв. 2470_G)	пластово-сводовая литологически и тектонически экранированная
р-н скв. 104	-2410.0	2.5	1.0	40.0	11.9	-	7.4	-	5.9	-	3.8	пластово-сводовая тектонически экранированная
р-н скв. 48	-2367.0	6.0	3.0	30.0	15.8	-	5.8	-	5.8	-	от 0.42 до 1.12	пластово-сводовая литологически и стратиграфически экранированная

Основная залежь имеет размеры 18х16 км, высоту до 60 м и среднюю эффективную нефтенасыщенную мощность 8 м. Осложнена разломом, являющимся гидродинамическим экраном, и тектоническим нарушением, отделяющем ее от залежи в районе скважины №104. ВНК принят на абсолютной отметке -2400 м. Условно залежь можно поделить на восточную,

введенную в разработку Усть-Тегусскую часть размерами 18x6 км и слабоизученную западную часть размерами 16x10 км. Залежь пластово-сводовая, литологически и тектонически экранированная.

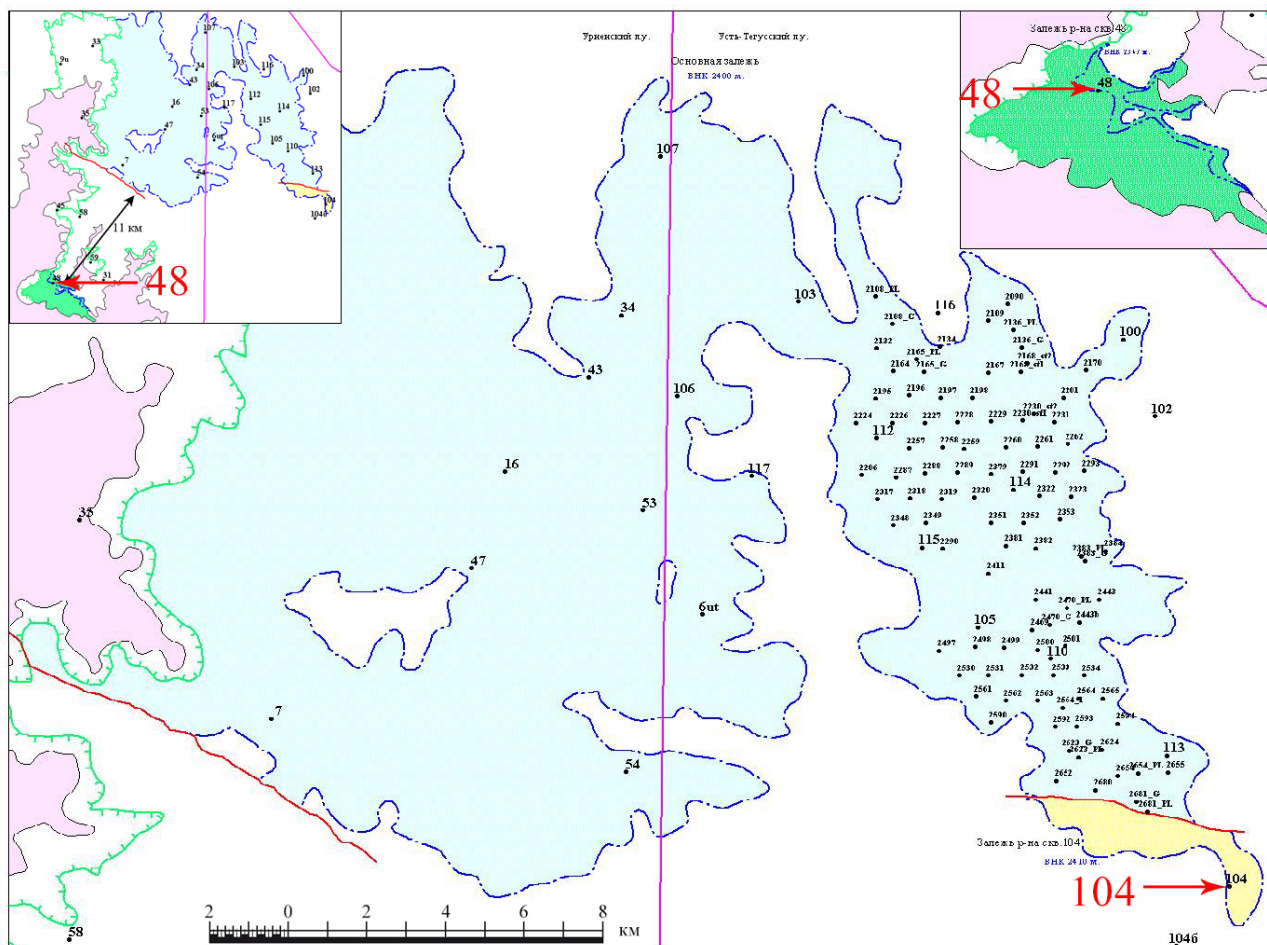


Рисунок 4 Схема расположения залежей пласта Ю₂ [12]

Желтым цветом обозначена залежь в районе скважины №104; зеленым цветом обозначена залежь в районе скважины №48

Залежь в районе скважины №104 расположена на юго-западе от основной залежи и имеет размеры 2.5x1 км, высоту 40 м и среднюю эффективную нефтенасыщенную мощность 5.9 м. ВНК принят на абсолютной отметке -2410.2 м. Залежь пластово-сводовая, тектонически экранированная.

Залежь в районе скважины №48 расположена на юго-западе от основной залежи, на Уренском лицензионном участке, имеет размеры 6x3 км, высоту 30 м и среднюю эффективную нефтенасыщенную мощность 5.8 м. ВНК принят на абсолютной отметке -2367 м. Залежь пластово-сводовая, стратиграфически и литологически экранированная.

По пласту Ю₃ было выделено 6 залежей (табл. 2) (рис. 5).

Характеристика залежей пласта Ю3 [12]

Залежь	Принятый уровень ВНК а.о., м	Размеры залежи, м			Нобщ		Нэфф		Нэфф.н		Дебит нефти по результатам испытания, м ³ /сут	Тип залежи
		длина, км	ширина, км	высота, м	среднее	интервал изменения	среднее	интервал изменения	среднее	интервал изменения		
Западная часть	-2413.0	4.7÷9.3	3÷6	63.0	9.9	5.2÷17.7	3.0	0.6÷7.3	3.0	0.6÷7.3	от 1.12 (скв 6ut) до 18.92 (скв. 53)	пластово-сводовая тектонически литологически и стратиграфически экранированная
р-н скв. 2108	-2408.5	1.2	0.4	13.3	12.9	-	8.0	-	8.0	-	не испытана	пластово-сводовая тектонически экранированная
р-н скв. 2134	-2429.4	4.0	4.4	33.5	15.5	7.5÷27.5	2.9	0.7÷6.4	2.9	0.7÷6.4	от 2.3 (скв. 2134 совм. с Ю4) до 123.4 (скв. 2231)	пластово-сводовая литологически и тектонически экранированная
р-н скв. 105	-2415.0	6.5	3.9	35.7	14.3	6.0÷34.9	3.6	0.7÷10.5	2.6	0.7÷9.6	от 2.77 (скв. 105) до 116.6 (скв. 2352)	пластово-сводовая литологически и тектонически экранированная
р-н скв. 110	-2405.0	5.0	1.2÷3.3	46.0	16.3	4.1÷30.9	5.1	0.2÷16.1	4.8	0.2÷11.5	от 2.9 (скв. 110) до 20.4 (скв. 113)	пластово-сводовая тектонически экранированная
р-н скв. 104	-2419.0	2.4	0.6	29.0	31.3	-	13.3	-	3.9	-	1.5	пластово-сводовая тектонически экранированная

В западной части выделена одна залежь. Западная залежь имеет размеры от 4.7х3 до 9.3х6 км, высоту 63 м и среднюю эффективную нефтенасыщенную мощность 3 м. ВНК принят на абсолютной отметке -2413 м. Залежь пластово-сводовая, тектонически, литологически и стратиграфически экранированная.

Восточная часть разделена тектоническими нарушениями на 5 блоков: блоки в районе скважин №2108, 2134, 105, 110 и 104.

Залежь в районе скважины №2108 имеет размеры 1.2х0.4 км, высоту 13.3 м и среднюю эффективную нефтенасыщенную мощность 8 м. ВНК принят на абсолютной отметке -2408.5 м. Залежь пластово-сводовая, тектонически экранированная.

Залежь в районе скважины №2134 имеет размеры 4х4.4 км, высоту 33.5 м и среднюю эффективную нефтенасыщенную мощность 2.9 м. ВНК принят на абсолютной отметке -2429.4 м. Залежь пластово-сводовая, литологически и тектонически экранированная.

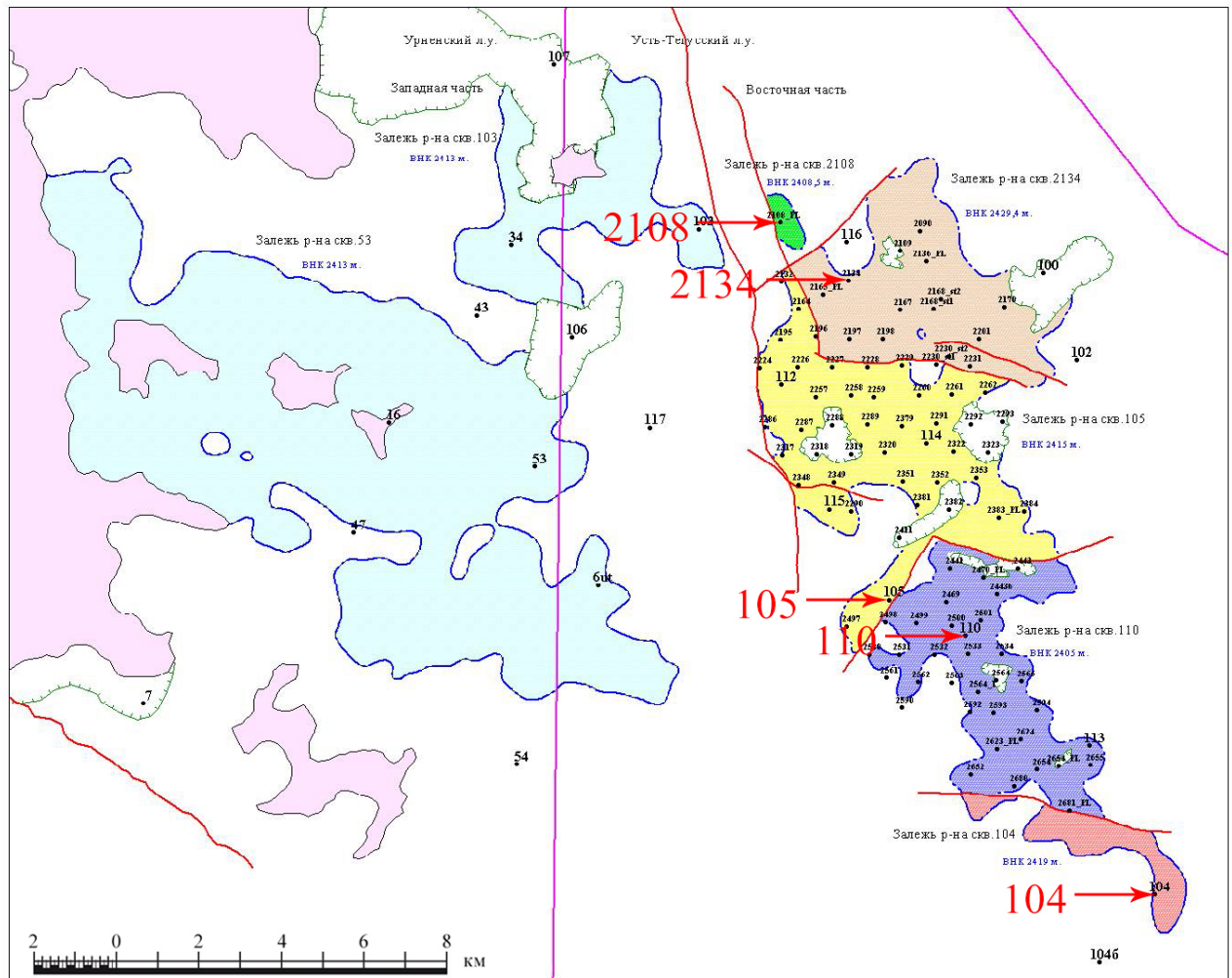


Рисунок 5 Схема расположения залежей пласта Ю₃ [12]

Голубым цветом обозначена западная залежь; зеленым, коричневым, желтым, синим, красным – залежи района скважин №2108, 2134, 105, 110, 104 соответственно

Залежь в районе скважины №105 имеет размеры 6.5x3.9 км, высоту 35.7 м и среднюю эффективную нефтенасыщенную мощность 2.6 м. ВНК принят на абсолютной отметке -2415 м. Залежь пластово-сводовая, литологически и тектонически экранированная.

Залежь в районе скважины №110 имеет размеры от 5x1.2 до 5x3.3 км, высоту 46 м и среднюю эффективную нефтенасыщенную мощность 4.8 м. ВНК принят на абсолютной отметке -2405 м. Залежь пластово-сводовая, тектонически экранированная.

Залежь в районе скважины №104 имеет размеры 2.4x0.6 км, высоту 29 м и среднюю эффективную нефтенасыщенную мощность 3.9 м. ВНК принят на абсолютной отметке -2419 м. Залежь пластово-сводовая, тектонически экранированная.

Пласт Ю₄ разделен на 7 залежей (табл. 3) (рис. 6). Залежи осложнены и разделены прогибами и тектоническими нарушениями, установленными по данным сейсмики и бурения. Пласт Ю₄ делится на западную и восточную части. В пределах западной части выявлено два блока: блоки района скважин №103 и 117.

Характеристика залежей пласта Ю₄ [12]

Залежь	Принятый уровень ВНК а.о., м	Размеры залежи, м			Нобщ		Нэфф		Нэфф.н		Дебит нефти по результатам испытания, м ³ /сут	Тип залежи
		длина, км	ширина, км	высота, м	среднее	интервал изменения	среднее	интервал изменения	среднее	интервал изменения		
Западная часть р-н 103	-2443.0	5.0	2.0	23.0	35.1	-	24.2	-	20.4	-	от 1.7 до 13	пластово-сводовая тектонически экранированная
Западная часть р-н 117	-2456.0	17.0	3.5÷10	56.0	26.2	11.6÷33.4	13.0	4.6÷23.4	10.3	3.7÷20.7	от 0.1 (скв. 43) до 82.0 (скв. 6шт)	пластово-сводовая стратиграфически тектонически экранированная
р-н скв. 2108	-2435.0	1.0	0.5	15.0	27.1	-	18.0	-	10.3	-	не испытана	массивная тектонически экранированная
р-н скв. 2197	-2429.4	1.2	1.2	13.0	32.7	27.0÷40.9	22.8	9.2÷29.0	6.7	1.5÷12.0	от 1.1 (скв.2197) до 5.6 (скв. 2198)	массивная тектонически экранированная
р-н скв. 100	-2443.0	2.2	0.7	10.0	24.7	19.8÷29.6	18.9	18.0÷20.6	5.2	3.5÷7.5	120.96 (скв. 100 на КИИ-146)	пластово-сводовая тектонически и стратиграфически экранированная
р-н скв. 110, 112	-2436.0	10.0	1÷4	46.0	31.0	14.3÷53.0	20.2	4.9÷40.1	12.6	0.9÷34.6	от 0.21 (скв. 114) до 201.1 (скв. 2258)	пластово-сводовая тектонически экранированная
р-н скв. 115	-2446.0	2.0	0.7	36.0	32.7	29.8÷35.6	23.7	23.3÷24.1	19.0	16.7÷21.3	от 28.0 (скв. 115) до 81.4 (скв. 2290)	пластово-сводовая тектонически экранированная

Блок западной залежи в районе скважины №103 имеет размеры 5х2 км, высоту 23 м и среднюю эффективную нефтенасыщенную мощность 20.4 м. ВНК принят на абсолютной отметке -2443 м. Залежь пластово-сводовая, тектонически экранированная.

Блок западной залежи в районе скважины №117 имеет размеры от 17х3.5 до 17х10 км, высоту 56 м и среднюю эффективную нефтенасыщенную мощность 10.3 м. ВНК принят на абсолютной отметке -2456 м. Залежь пластово-сводовая, стратиграфически и тектонически экранированная.

В пределах восточной части выявлено 5 блоков: блоки района скважин №2108, 2197, 100, 115, а также блок района скважин 110 и 112.

Залежь в районе скважины №2108 имеет размеры 1х0.5 км, высоту 15 м и среднюю эффективную нефтенасыщенную мощность 10.3 м. ВНК принят на абсолютной отметке -2435 м. Залежь массивная, тектонически экранированная.

Залежь в районе скважины №2197 имеет размеры 1.2х1.2 км, высоту 13 м и среднюю эффективную нефтенасыщенную мощность 6.7 м. ВНК принят на абсолютной отметке -2429.4 м. Залежь массивная, тектонически экранированная.

Залежь в районе скважин №110 и 112 имеет размеры 2.2х0.7 км, высоту 10 м и среднюю эффективную нефтенасыщенную мощность 5.2 м. ВНК принят на абсолютной отметке -2443 м. Залежь пластово-сводовая, тектонически и стратиграфически экранированная.

Залежь в районе скважины №100 имеет размеры от 10х1 до 10х4 км, высоту 10 м и среднюю эффективную нефтенасыщенную мощность 5.2 м. ВНК принят на абсолютной отметке -2436 м. Залежь пластово-сводовая, тектонически экранированная.

Залежь в районе скважины №115 имеет размеры 2х0.7 км, высоту 36 м и среднюю эффективную нефтенасыщенную мощность 12.6 м. ВНК принят на абсолютной отметке -2446 м. Залежь пластово-сводовая, тектонически экранированная.

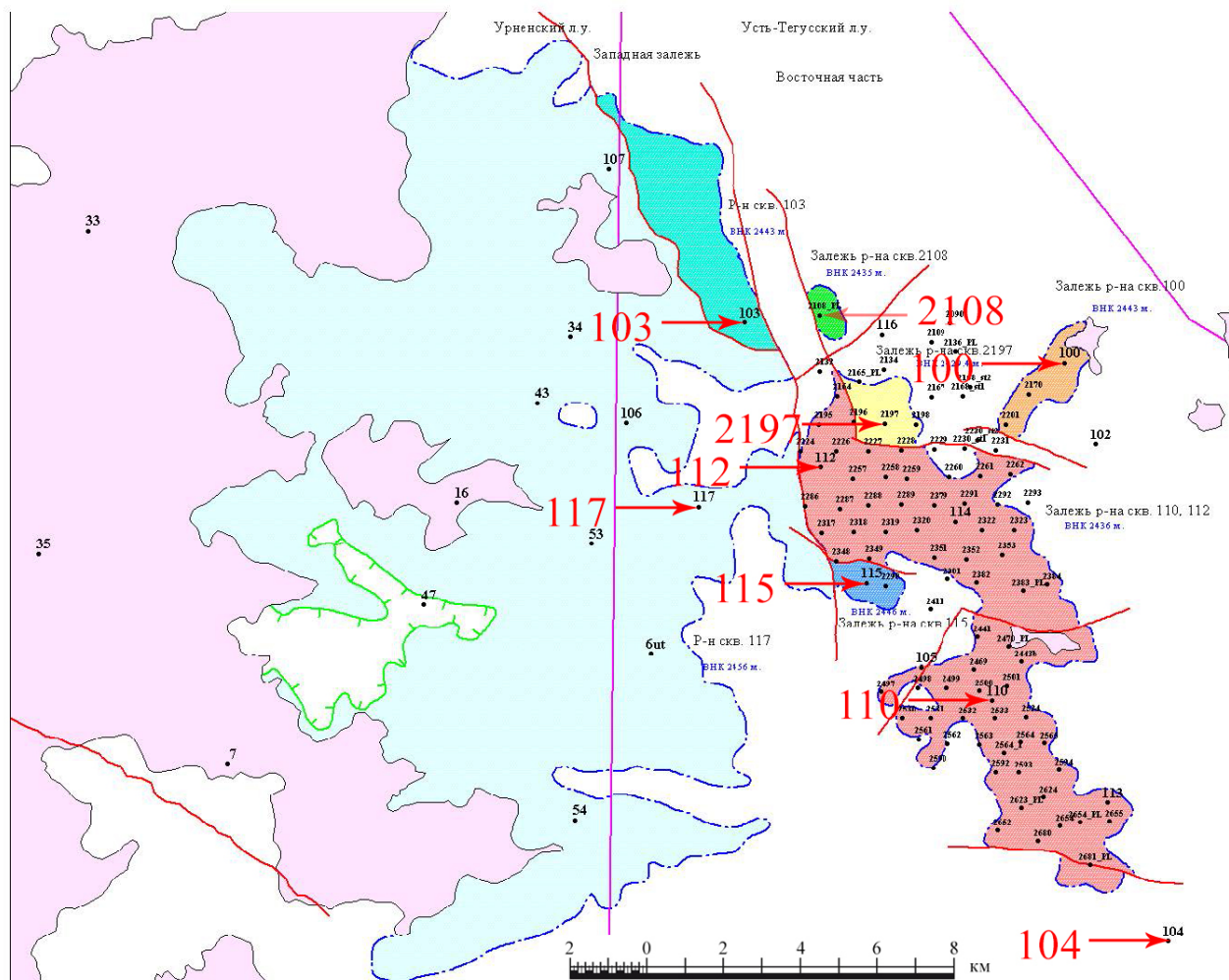


Рисунок 6 Схема расположения залежей пласта Ю4 [12]

Бледно голубым и ярко голубым цветом обозначены блоки западной залежи в районе скважин №117 и 103 соответственно; зеленым, желтым, оранжевым, красным, синим – залежи района скважин №2108, 2197, 100, 110/112, 115 соответственно

Следовательно, продуктивные отложения приурочены к пластам Ю₂-Ю₄ тюменской свиты. Залежи пластово-сводовые, стратиграфически, литологически и тектонически экранированные. В структурном отношении продуктивные пласты хорошо изучены детальной сейморазведкой 3D и разведочным бурением. Имеется подтверждение испытаниями продуктивности большинства залежей. Пласты имеют сложное геологическое строение и различаются в этом отношении.

2 КОМПЛЕКС МЕТОДОВ КАРОТАЖА, ПРИМЕНЯЕМЫХ НА УСТЬ-ТЕГУССКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

В комплекс геофизических исследований скважин, проводимых на месторождении, входят следующие методы:

- стандартный каротаж (КС, ПС);
- боковой каротаж (БК);
- микрозондирование (МКЗ);
- электромагнитный каротаж (ИК, ВИКИЗ);
- ядерно-геофизический каротаж (ГК, ННК-Т, НГК, ГГК-П, ГГК-С);
- акустический каротаж (АК);
- кавернометрия (КВ).

2.1 Электрический каротаж

2.1.1 Каротаж сопротивлений

Сведения в этом подразделе приведены по данным источника [9].

Метод каротажа сопротивлений (КС) основан на изучении у горных пород удельного электрического сопротивления ρ (УЭС) на постоянном токе. УЭС измеряется в Ом*м (омметры). В зондах каротажа сопротивлений используются питающие (или токовые) электроды А и В и приемные (или измерительные) электроды М и N. Одноименные электроды М и N или А и В называются парными, а разноименные – непарными. Каротаж сопротивлений проводят градиент-зондами (ГЗ) или потенциал-зондами (ПЗ).

Потенциал-зонд – зонд, у которого расстояние между парными электродами намного больше длины зонда. АМ – длина потенциал-зонда. К потенциал-зонду относят зонды с расстоянием $MN \geq 10AM$ (рис. 7а).

Градиент-зонд – зонд, у которого расстояние между парными электродами намного меньше длины зонда. АО – длина градиент-зонда, где О – точка, равноудаленная от электродов М и N. К градиент-зондам относят зонды с расстоянием $MN \leq 0.1AO$ (рис. 7б).

Также зонды классифицируют по числу питающих электродов в скважине на однополюсные (один питающий электрод в скважине) и двухполюсные (два питающих электрода в скважине). По относительному расположению парных и непарного электродов зонды делятся на последовательный или подошвенный (парные электроды ниже непарного электрода) и обращенный или кровельный (парные электроды выше непарного электрода).

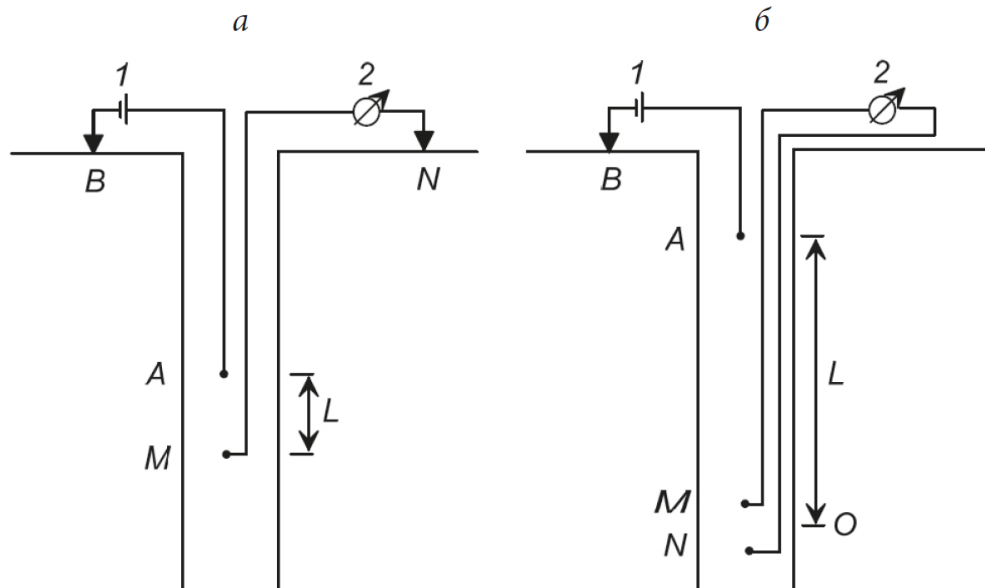


Рисунок 7 Схема потенциал-зонда (а) и градиент-зонда (б) [9]

1 — источник тока; *2* — измеритель разности потенциалов; *AB* — питающие (токовые) электроды; *MN* — приёмные (измерительные) электроды; *AM = L* — длина ПЗ; *AO = L* — длина ГЗ

По данным измерений в неоднородных средах получают не истинное УЭС ρ , а кажущееся УЭС ρ_k . Кажущееся УЭС – УЭС воображаемой однородной среды, в которой показания ПЗ и ГЗ аналогичны показаниям в реальной неоднородной среде. Параметр ρ_k – это не свойство среды, а измеренный сигнал, приведенный по величине тока и умноженный на коэффициент конкретного зонда.

Кажущееся УЭС для ПЗ и ГЗ измеряется по формулам:

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

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

где: $\rho_k^{\text{ПЗ}}$ - кажущееся УЭС по данным измерений ПЗ;

$\rho_k^{\text{ГЗ}}$ – кажущееся УЭС по данным измерений ГЗ;

L – длина зонда;

J – сила тока источника;

U – потенциал;

E – напряженность электрического поля.

В практике КС широко пользуются принципом взаимности, в соответствии с которым значение кажущегося УЭС не меняется, если поменять назначение электродов зонда, сохранив расстояние между ними (рис. 8).

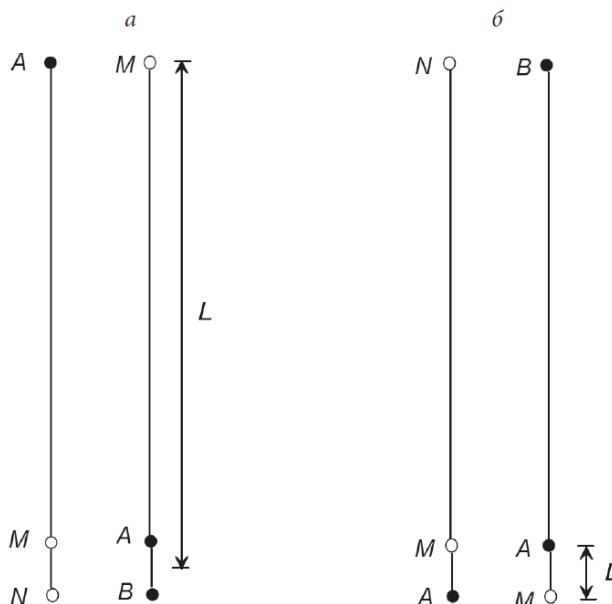


Рисунок 8 Принцип взаимности для градиент-зонда (а) и потенциал-зонда (б) [9]

Связь между истинным УЭС и кажущимся УЭС устанавливается формулой Дахнова:

$$\rho_{\text{к}}^{\Gamma\text{З}} = \frac{j}{j_0} \rho_{MN} \quad (3)$$

$$\rho_{\text{к}}^{\text{ПЗ}} = \left(\frac{j}{j_0} \rho_{M\infty} \right)_{\text{ср}} \quad (4)$$

где: j – истинное значение плотности тока;

j_0 – значение плотности тока в безграничной среде;

ρ_{MN} – реальное значение удельного сопротивления между электродами М и N;

$\rho_{M\infty}$ – величина удельного сопротивления среды между точкой наблюдения М и бесконечно удаленным электродом N.

Также стоит рассмотреть форму идеальных кривых кажущегося УЭС для высокоомных пластов различной мощности для ГЗ и ПЗ. Отмечены именно высокоомные пласты, т.к. они являются продуктивными нефтегазонасыщенными коллекторами. Мощные пласты – пласты, мощность которых превышает в 5 раз длину зонда ($h > 5L$). Маломощные пласты – пласты, мощность которых меньше 5 длин зонда ($h < 5L$).

Кривые кажущегося УЭС для последовательного и обращенного ГЗ для мощного высокоомного пласта ассиметричны (рис. 9). Максимумы кажущегося УЭС приходятся на подошву и кровлю последовательного и обращенного зондов соответственно. Последовательный зонд, как было упомянуто выше, называется также подошвенным, т.к. лучше отбивает подошву, а обращенный – кровельным, т.к. лучше отбивает кровлю.

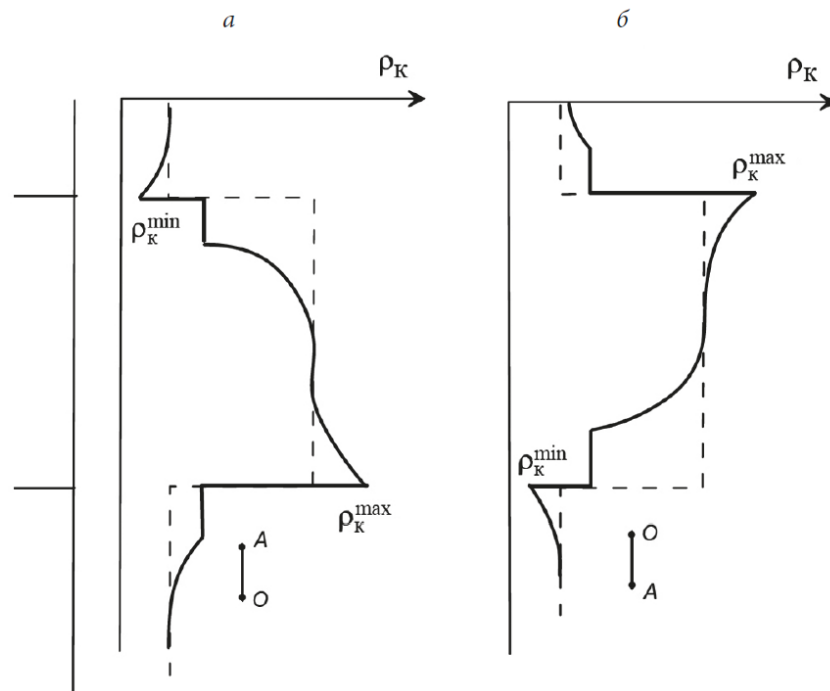


Рисунок 9 Особенности кривых кажущегося сопротивления для последовательного (а) и обращённого (б) градиент-зондов и пласта большой мощности [2]

Кривые кажущегося УЭС для последовательного и обращенного ГЗ для маломощного высокоомного пласта также ассиметричны, имеются те же особенности, за исключением наклона площадок вблизи контактов (рис. 10). Для выделения маломощных высокоомных пластов мощностью, близкой к длине зонда, нецелесообразно использовать ГЗ, т.к. кривые в этом случае становятся слабоконтрастными. Поэтому используют длинные ГЗ, длина которых намного превышает мощность пласта.

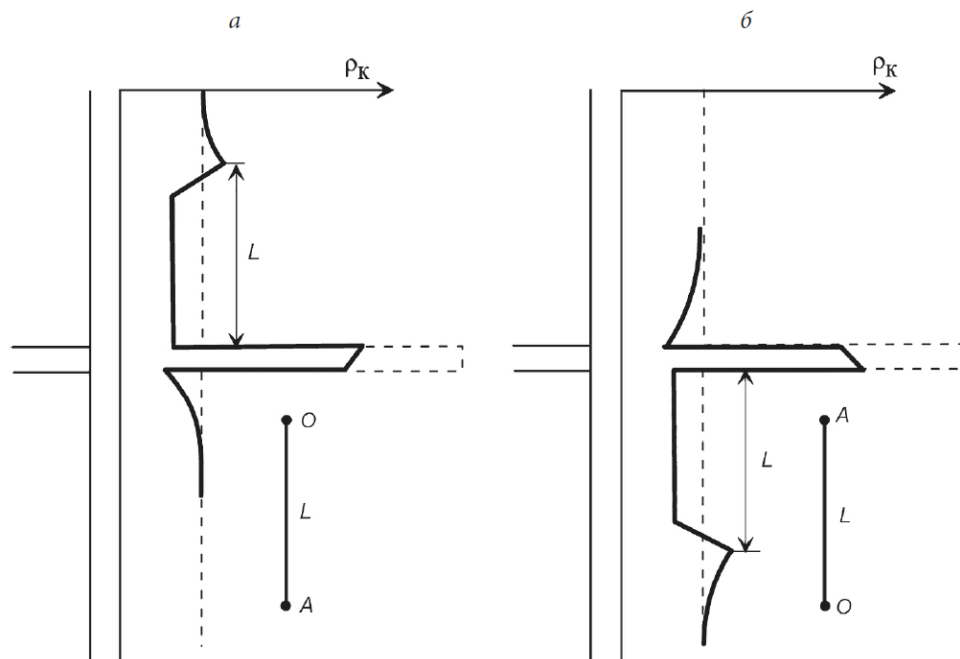


Рисунок 10 Особенности кривых кажущегося сопротивления для обращённого (а) и последовательного (б) градиент-зондов и пласта малой мощности [2]

В случае ПЗ и мощного высокоомного пласта кривая КС имеет симметричный характер (рис. 11). Размеры площадок с постоянным кажущимся УЭС равны длине зонда. Постоянное значение кажущегося УЭС наблюдается в случае расположения непарных электродов по разные стороны от границы пласта. Максимальное значение кажущегося УЭС приходится на середину пласта.

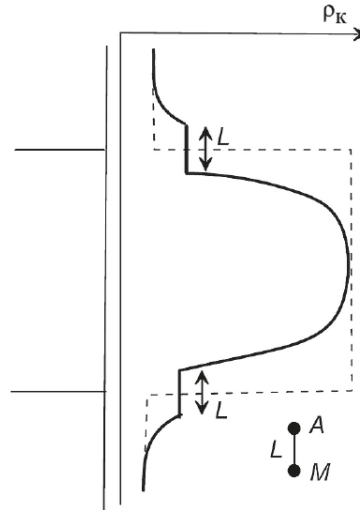


Рисунок 11 Особенности кривой кажущегося сопротивления для потенциал-зонда и пласта большой мощности [2]

Для маломощного высокоомного пласта максимум кажущегося УЭС в центре пласта уменьшается и отмечается наклон площадок около контактов. Если мощность пласта не превышает длину зонда, то наблюдаются наиболее заметные изменения характера кривой: вместо максимума в центре пласта наблюдается минимум, ограниченный двумя максимумами (рис. 12). В связи с этим оценить УЭС и выделить пласты не удастся, поэтому ПЗ не пригоден для выделения маломощных высокоомных пластов.

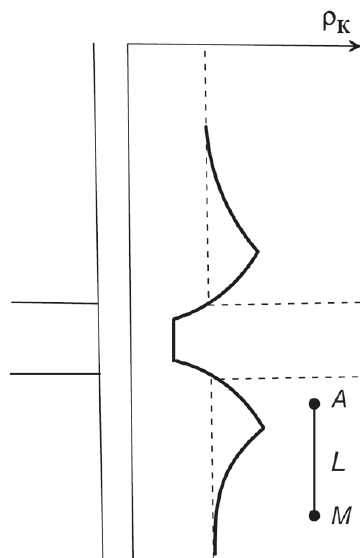


Рисунок 12 Особенности кривой кажущегося сопротивления для потенциал-зонда и пласта малой мощности [2]

2.1.2 Боковой каротаж

Сведения в этом подразделе приведены по данным источника [9].

Метод бокового каротажа (БК) является разновидностью КС и основан на экранировании электрического поля снизу и сверху зонда с целью увеличения доли тока в радиальном направлении и используется, когда обычные модификации КС недостаточно эффективны. Преимущество БК состоит в том, что он является более глубинным, что позволяет определять УЭС пласта за пределами зоны проникновения. БК позволяет лучше расчленять разрез, выделять тонкие высокоомные пласты при значительной минерализации бурового раствора.

Наиболее распространены семиэлектродные и девятиэлектродные зонды с точечными и трёхэлектродные зонды с линейными экранирующими электродами. На производстве используют в основном трехэлектродные зонды, т.к. они лучше отбивают контакты.

Трехэлектродный зонд состоит из малого центрального электрода A_0 и двух симметрично расположенных по разные стороны электродов A_1 и A_2 , накоротко соединенных друг с другом, также электроды разделены изолирующими прокладками (рис. 13). Он является потенциал-зондом, измеряемое кажущееся УЭС относят к середине центрального электрода.

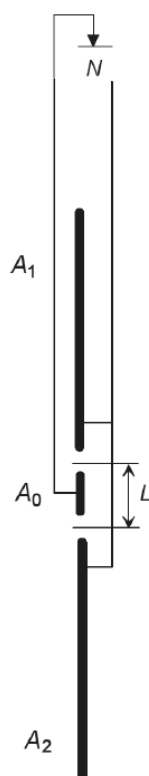


Рисунок 13 Схема трехэлектродного зонда БК [9]

Через электроды пропускается ток одной полярности и обеспечивается равенство их потенциалов. Ток регулируется либо автоматически при помощи автокомпенсатора, либо при помощи закорачивания основного электрода с экранными. Замеряется потенциал либо

основного электрода, либо экранных электродов: разница лишь в том, что в случае экранных электродов измерения более помехоустойчивые.

Значение кажущегося УЭС определяют по формуле для стандартного потенциал-зонда:

$$\rho_k = k \frac{\Delta U}{J_0} \quad (5)$$

где: ΔU – разность потенциалов;

J_0 - сила тока, пропускаемого через центральный электрод A_0 ;

k – коэффициент трехэлектродного зонда, находящийся на формуле:

$$k = \frac{4\pi L}{\ln[(L_{\text{общ}} + c)d_3]} \quad (6)$$

где: L – длина зонда (основного электрода A_0);

$L_{\text{общ}}$ – общая длина зонда;

d_3 – диаметр зонда;

c – коэффициент, определяющийся взаимным расположением электродов зонда и находящийся по формуле:

$$c = \sqrt{L_{\text{общ}}^2 - d_3^2} \quad (7)$$

При БК кривые кажущегося УЭС для трех- и семиэлектродного зондов близки по форме, и так же, как для потенциал-зондов, симметричны относительно середины пласта (рис. 14). Преимуществом БК является наличие более резкого изменения кривой кажущегося УЭС при входе зонда в пласт.

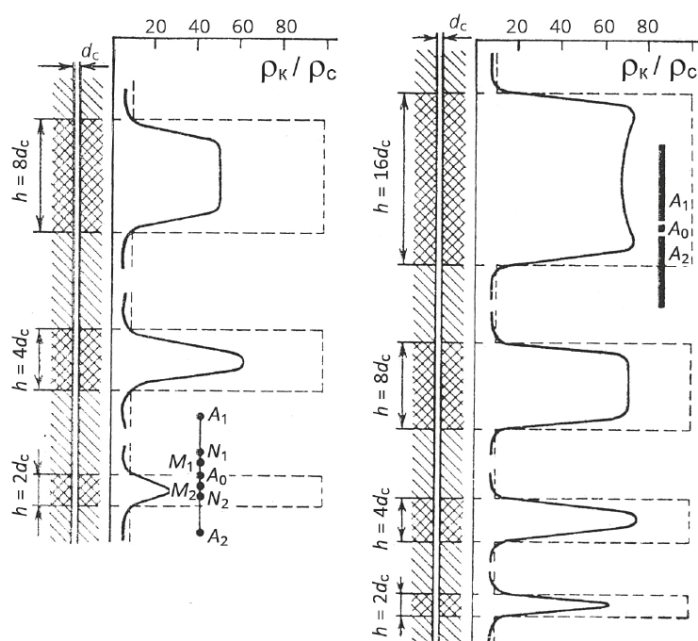


Рисунок 14 Формы кривых бокового каротажа для семиэлектродного (а) и трёхэлектродного (б) зондов [5]

2.1.3 Микронзондовый каротаж

Сведения в этом подразделе приведены по данным источника [9].

Микронзондовый каротаж, или микронзондирование (МКЗ), применяется для изучения зоны проникновения пласта и тонкослоистых разрезов. Недостаток заключается во влиянии кавернозности. Расстояния между электродами микронзондов не превосходит первые сантиметры, а сами микронзонды прижимаются к стенкам скважины с помощью резиновых башмаков (рис. 15а).

Микронзонд КС включает в себя три электрода, измерения проводятся в нем ПЗ и ГЗ с разной глубиной исследования: ПЗ более глубокий, его показания связаны со свойствами промытой зоны, в то время как показания ГЗ связаны в основном с глинистой коркой (рис. 15б).

Микронзонд БК включает в себя центральный электрод A_0 и три concentрически расположенных вокруг него электрода: два приемных M и N и экранирующий A_1 . Расстояние между concentрически расположенными электродами обычно составляет 2.5 см (рис. 15в).

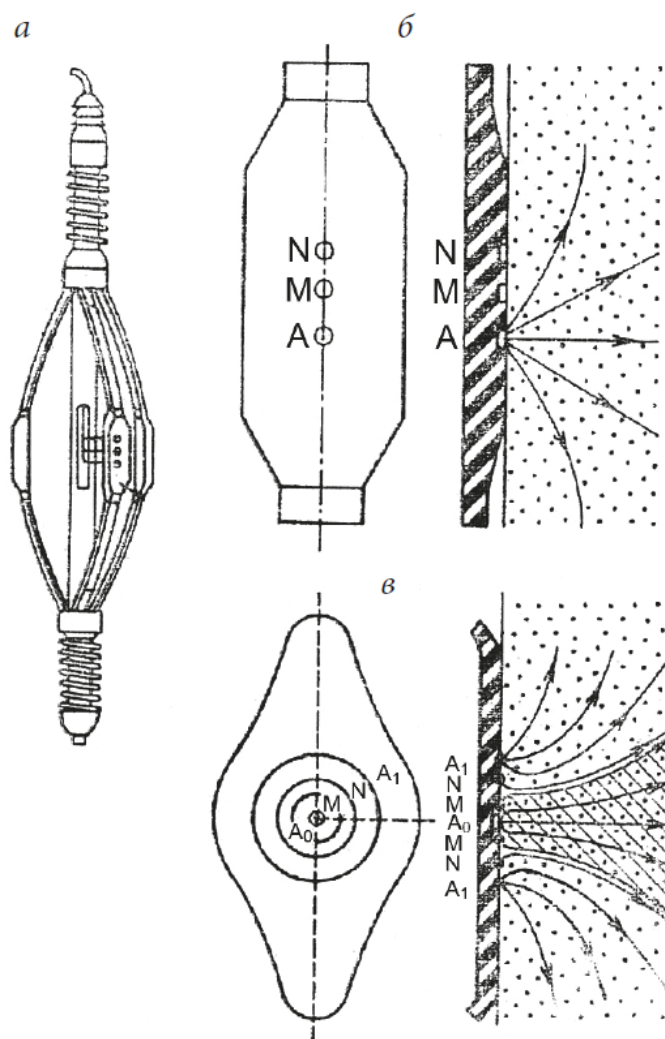


Рисунок 15 Общий вид микронзонда с прижимным устройством (а) и схемы обычного (б) и бокового (в) микронзондов [5]

2.1.4 Каротаж самопроизвольной поляризации

Сведения в этом подразделе приведены по данным источника [9].

Каротаж самопроизвольной поляризации, или каротаж потенциалов собственной поляризации (ПС), основан на изучении естественных электрических полей. ПС заключается в измерении потенциала U относительно удаленного приемного электрода на поверхности, когда в скважину опускают один приемный электрод, или градиента потенциала, когда в скважину опускают оба приемных электрода (рис. 16).

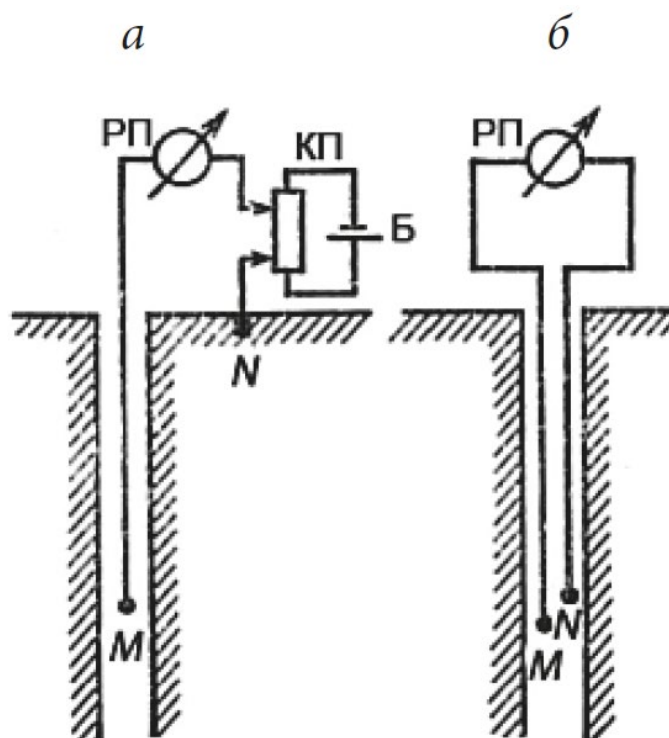


Рисунок 16 Схема измерений потенциала ПС (а) и градиента потенциала (б) [9]

РП — регистрирующий прибор; *КП* — компенсатор поляризации; *Б* — батарея

Диаграммы оцифровываются в мВ (милливольты). Компенсатор поляризации используется для компенсации постоянной составляющей разности потенциалов между электродами, которая может быть намного больше интересующей нас переменной составляющей.

Аномалии самопроизвольной поляризации образуются за счет диффузии или фильтрации.

Диффузионный потенциал – электродвижущая сила, возникающая между растворами под влиянием диффузии солей из более концентрированного в менее концентрированный растворы. Диффузионный потенциал подразделяется на свободный и мембранный.

Свободный диффузионный потенциал – электродвижущая сила, возникающая при непосредственном контакте растворов разных концентраций. Величина его имеет отрицательный знак и определяется по формуле:

$$E_c = k_c \lg \frac{\rho_2}{\rho_1} \quad (8)$$

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

ρ_1 – УЭС более концентрированного раствора;

ρ_2 – УЭС менее концентрированного раствора.

Мембранный диффузионный, или диффузионно-абсорбционный, потенциал – электродвижущая сила, возникающая при наличии мембраны из горной породы между растворами разной концентрации. Величина его имеет положительный знак и определяется по формуле:

$$E_m = k_m \lg \frac{\rho_2}{\rho_1} \quad (9)$$

где: k_m - коэффициент мембранного диффузионного потенциала (обычные значения – 30-50 мВ, максимально возможное значение – 58 мВ).

Для определения величины аномалии ПС используется линия глин, от которой отсчитывается аномалия $\Delta U_{\text{ПС}}$ напротив проницаемых пластов. Линия глин – уровень записи диаграммы в интервалах непроницаемых или слабопроницаемых пород. При наличии свободного и мембранного диффузионных потенциалов максимальная амплитуда аномалии ПС (суммарная или статическая аномалия E_s^{max}) наблюдается напротив пластов чистых песков или песчаников среди вмещающих глин. Суммарная аномалия рассчитывается по формуле:

$$E_s^{\text{max}} = -k_{\text{ПС}} \lg \frac{\rho_{\text{ф}}}{\rho_{\text{в}}} = -69.6 \lg \frac{\rho_{\text{ф}}}{\rho_{\text{в}}} \quad (10)$$

где: $k_{\text{ПС}} = |k_c| + |k_m| = 69.6$ мВ - коэффициент аномалии ПС;

$\rho_{\text{ф}}$ – УЭС фильтрата бурового раствора;

$\rho_{\text{в}}$ – УЭС пластовых вод.

Если $\rho_{\text{ф}} > \rho_{\text{в}}$, то наблюдается отрицательная, или прямая, аномалия. Если $\rho_{\text{ф}} < \rho_{\text{в}}$, то наблюдается положительная, или обратная, аномалия (рис. 17).

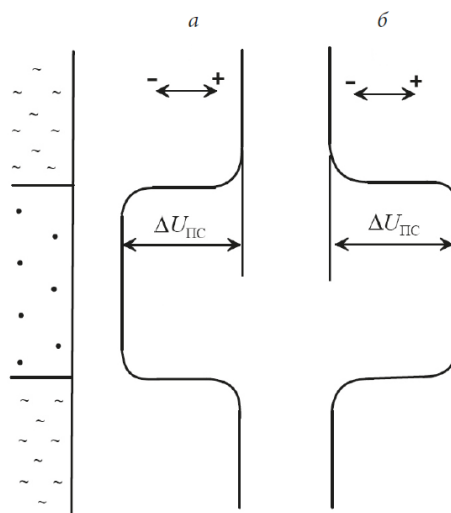


Рисунок 17 Прямая (а) и обратная (б) аномалии ПС [9]

Фильтрационный потенциал – потенциал, связанный с капиллярными явлениями и пропорциональный давлению на раствор и удельному сопротивлению раствора. Имеет отрицательный знак со стороны скважины и играет дополнительную роль.

2.2 Электромагнитный каротаж

2.2.1 Индукционный каротаж

Сведения в этом разделе приведены по данным источника [9].

Метод индукционного каротажа (ИК) основан на изучении удельной электропроводности σ горных пород через измерения поля вихревых токов, вызванных электромагнитным полем. Удельная электропроводность σ связана обратной пропорциональностью с УЭС и измеряется в См/м (сименсах на метр) или мСм/м (миллисименсах на метр).

Первичное магнитное поле генераторной катушки возбуждает вихревые токи, которые в свою очередь приводят к возникновению вторичного магнитного поля, которое связано с электропроводностью среды: при малой электропроводности наблюдается прямая пропорциональность, а при большой электропроводности и высокой частоте эта прямая зависимость нарушается и требуется введение поправок. Приемная катушка измеряет суммарное поле – первичное и интересующее нас вторичное поле (рис. 18). Такие зонды называют двухкатушечными.

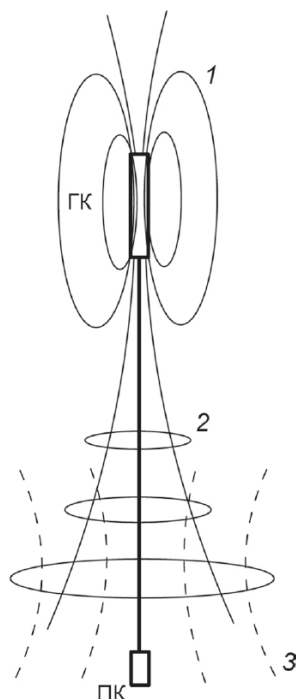


Рисунок 18 Структура поля зонда ИК [9]

ГК — генераторная катушка; ПК — приёмная катушка; 1 — первичное магнитное поле генераторной катушки; 2 — вихревые токи в среде; 3 — вторичное магнитное поле среды

Фокусированные зонды ИК состоят из нескольких последовательно соединенных между собой генераторных и приемных катушек. Фокусированные зонды применяют для снижения влияния скважины, зоны проникновения и вмещающих пород. Характер кривых ИК для двухкатушечного и фокусированного зондов изображен на рис. 19.

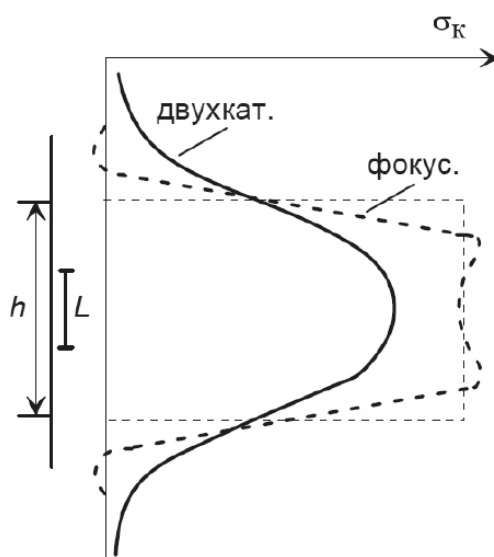


Рисунок 19 Сравнение кривых σ_k двухкатушечного и фокусированного зондов ИК для пласта ограниченной мощности [9]

h — мощность пласта; L — длина зонда

2.2.2 Высокочастотное изопараметрическое каротажное индукционное зондирование

Сведения в этом разделе приведены по данным источника [9].

Метод высокочастотного изопараметрического каротажного индукционного зондирования (ВИКИЗ) - модификация ИК, основанная на использовании системы из нескольких трехкатушечных зондов ИК разной длины, работающих на разных частотах. Трехкатушечный зонд состоит из одной генераторной и двух приемных катушек. В данном методе измеряют разность фаз сигналов в приемных катушках $\Delta\phi$, которая связана с удельной электропроводностью среды. Для ВИКИЗ выполняются следующие соотношения между параметрами различных зондов:

$$\frac{\Delta L}{L} = const \quad (11)$$

$$fL^2 = const \quad (12)$$

где: f – рабочая частота, Гц.

При выполнении соотношений (11) и (12) параметр $\Delta\phi$ в однородной среде будет постоянным и зависеть только от удельной электропроводности среды. Зонды, для которых выполняются соотношения (11) и (12), называются изопараметрическими. В аппаратуре ВИКИЗ выбраны следующие значения изопараметров: $\Delta L/L = 0.2$, $fL^2 = 3.5 \cdot 10^6$ Гц*м². Зависимость сигнала $\Delta\phi$ от УЭС для выбранных изопараметров используется для обработки данных ВИКИЗ и определения значений УЭС (рис. 20).

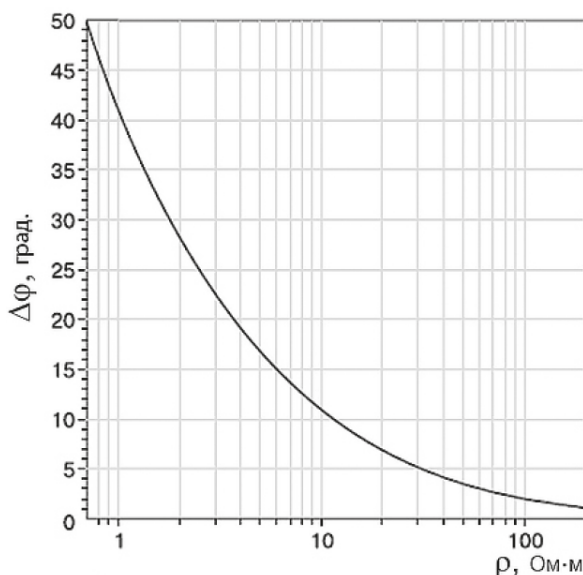


Рисунок 20 Зависимость сигнала аппаратуры ВИКИЗ $\Delta\phi$ от УЭС однородной среды ρ [10]

Существенным отличием ВИКИЗ от ИК является более высокий частотный диапазон, превышающий частоты, используемые в аппаратуре ИК, на один-два порядка. Различная глубинность зондов ВИКИЗ позволяет выполнять зондирование в радиальном направлении и

детально изучать зону проникновения бурового раствора в коллектор. В табл. 4 представлены технические характеристики зондов ВИКИЗ.

Таблица 4.

Технические характеристики зондов аппаратуры ВИКИЗ [10]

Схема зонда	Обозначение	Длина L , м	База ΔL , м	Частота f , МГц
$I_20.10I_10.40G_1$	3Ф0.5	0,50	0,10	14,0
$I_30.14I_20.57G_2$	3Ф0.7	0,71	0,14	7,0
$I_40.20I_30.80G_3$	3Ф1.0	1,00	0,20	3,5
$I_50.28I_41.13G_4$	3Ф1.41	1,41	0,28	1,75
$I_60.40I_11.60G_5$	3Ф2.0	2,00	0,40	0,875

Неблагоприятным фактором для ВИКИЗ является наличие сильно проводящего бурового раствора. При высоких значениях УЭС на показания коротких зондов влияет диэлектрическая проницаемость.

2.3 Ядерно-геофизический каротаж

2.3.1 Гамма-каротаж

Сведения в этом разделе приведены по данным источника [9].

Метод гамма-каротажа (ГК) основан на изучении естественной радиоактивности горных пород и руд и заключается в измерении естественного гамма-излучения. Радиоактивность горных пород вызвана наличием радиоактивных элементов: ^{238}U , продукта его распада ^{226}Ra , ^{232}Th и ^{40}K .

Наибольшей радиоактивностью обладают магматические породы: наиболее радиоактивны среди них кислые, наименее радиоактивны – ультраосновные. Средней радиоактивностью обладают метаморфические. Низкой радиоактивностью обладают осадочные породы. Наименее радиоактивны среди них чистые пески, песчаники, известняки, доломиты, ангидриты, гипсы и каменная соль. Наиболее радиоактивны среди них - глины, фосфориты, глинистые и битуминозные сланцы и калийные соли.

Аппаратура ГК включает в себя детектор гамма-излучения, фотоэлектронный умножитель (ФЭУ), высоковольтный источник, пороговый дискриминатор, измеритель скорости счета и регистратор (рис. 21).

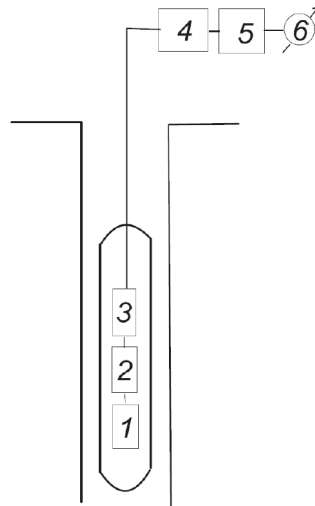


Рисунок 21 Схема измерений в методе ГК [9]

1 — детектор гамма-излучения; 2 — ФЭУ; 3 — высоковольтный источник; 4 — пороговый дискриминатор; 5 — измеритель скорости счёта; 6 — регистратор

В качестве детектора гамма-излучения применяют сцинтилляционные счетчики на основе монокристаллов NaJ, активированных посредством Tl, в сочетании с ФЭУ. Пороговый дискриминатор фильтрует сигнал, исключая шумы. Измеритель скорости счета измеряет количество гамма-квантов, зарегистрированных детектором за определенное время. Для перехода к естественной радиоактивности используют данные эталонирования. Результаты измерения записывают в мкР/ч (микрорентген в час) или А/кг (ампер на килограмм).

Кривые ГК обычно представляют как отношение интенсивностей гамма-излучения рассматриваемого пласта и пласта большой мощности, они имеют вид симметричных максимумов (рис. 22).

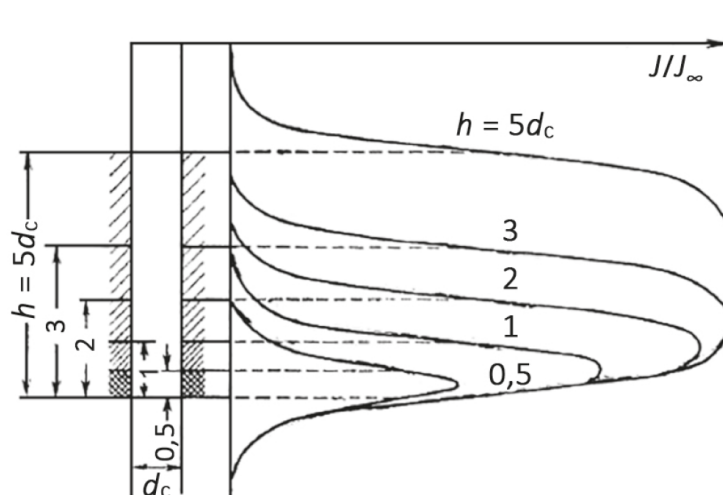


Рисунок 22 Кривые ГК для пластов различной мощности [8]

J — гамма-излучение рассматриваемого пласта; J_{∞} — гамма-излучение пласта большой мощности; d_c — диаметр скважины

2.3.2 Нейтрон-нейтронный каротаж

Сведения в этом подразделе приведены по данным источника [9].

Методы нейтрон-нейтронного каротажа (ННК) основаны на испускании нейтронов высокой энергии и изучении эффектов взаимодействия этих нейтронов с горными породами. Нейтронное излучение обладает наибольшей проникающей способностью среди всех видов излучений ядерно-геофизических методов. Столкновение нейтронов с ядрами элементов приводит к процессам поглощения, сопровождающегося ядерными реакциями, и рассеяния.

Нейтроны по их энергии условно делят на несколько групп:

- холодные – 0.001 эВ;
- тепловые – 0.025 эВ;
- надтепловые – свыше 0.025 эВ.

Надтепловые нейтроны в свою очередь подразделяются на:

- медленные – 0.5 эВ;
- резонансные - 0.5-10⁴ эВ;
- промежуточные - 10⁴-10⁵ эВ;
- быстрые - 10⁵-10⁸ эВ.

Сумма сечений поглощения и рассеяния нейтронов определяет вероятностью взаимодействия нейтронов с ядрами. Для быстрых нейтронов определяющим процессом является рассеяние: как упругое, так и неупругое. При неупругом рассеянии ядро переходит в возбужденное состояние и испускает гамма-квант. Этот процесс называется гамма-излучением неупругого рассеяния (ГИНР). Дальнейшее замедление нейтронов происходит при упругих столкновениях с ядрами элементов. Наибольшее замедление происходит при столкновении нейтрона с ядром водорода из-за соизмеримости их масс. Вследствие столкновений промежуточные, резонансные и медленные нейтроны теряют свою энергию, становясь тепловыми. В конечном итоге тепловые нейтроны поглощаются каким-либо ядром, ядро переходит в возбужденное состояние и излучает гамма-кванты. Этот процесс называется гамма-излучением радиационного захвата (ГИРЗ).

Нейтроны замедляются до энергии теплового равновесия, а затем перемещаются в среде с сохранением их средней энергии путем диффузии. Поглощающие свойства среды характеризуют параметры D и τ . Коэффициент диффузии D – параметр нейтронной проводимости среды. Среднее время жизни тепловых нейтронов τ – параметр, характеризующий замедление нейтронов.

Для осадочных пород рассеяние нейтронов определяется в основном водородсодержанием, что объясняется аномально большим рассеянием для водорода вследствие соизмеримости масс с нейтроном и значительным количеством его в осадочных

породах, а точнее в нефти и воде, и породообразующих элементах. При малом водородсодержании важную роль играют элементы с аномально высоким сечением поглощения, такие, как Cl, Hg, Fe, Mn, B, Cd, REE (редкоземельные). Например, поглощающая способность хлора в 100 раз больше, чем у водорода.

На рис. 23 показана зависимость плотности тепловых нейтронов n_T от расстояния r до источника для сред с различным водородсодержанием ω (водородсодержание ω равно коэффициенту пористости k_n).

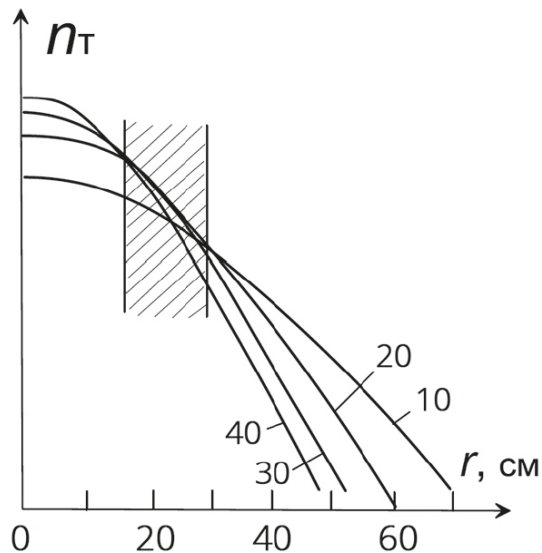


Рисунок 23 Зависимость плотности тепловых нейтронов n_T от расстояния r до источника [5]

Шифр кривых — коэффициент пористости k_n , % (водородсодержание ω); заштрихована область инверсии

Для проведения НК используют прибор, в котором источник нейтронов и детектор разделены свинцовым экраном, детектор находится на расстоянии длины зонда. Источником служит смесь полония Po и бериллия Be. Полоний испускает альфа-частицу, которая далее взаимодействует с ядром бериллия, что приводит к образованию ядра углерода с излучением нейтрона и гамма-кванта.

Нейтрон-нейтронный каротаж по надтепловым нейтронам (ННК-НТ) – метод НК, основанный на регистрации интенсивности надтепловых нейтронов, определяющейся рассеянием нейтронов. Преимуществом ННК-НТ является то, что поглощение нейтронов не играет значительной роли, что упрощает интерпретацию. В практике применяют заинверсионные зонды длиной 25-30 см. В качестве детектора используют сцинтилляционный счетчик, окруженный экраном для поглощения тепловых нейтронов. Метод является наименее глубинным среди методов НК, глубинность - 20-25 см. Метод позволяет определять пористость, отбивать ГВК, ГНК.

Нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (ННК-Т) – метод НК, основанный на регистрации интенсивности тепловых нейтронов, определяющейся рассеянием и поглощением нейтронов. В практике применяют заинверсионные зонды длиной 30-50 см. В качестве детектора используют сцинтилляционный счетчик. Глубинность - 20-30 см. Решает те же задачи, что и ННК-НТ, а также позволяет отбивать ВНК за счет наличия в воде NaCl.

2.3.3 Нейтронный гамма-каротаж

Сведения в этом подразделе приведены по данным источника [9].

Метод нейтронного гамма-каротажа (НГК) основан на изучении интенсивности ГИРЗ тепловых нейтронов, поглощаемых ядрами элементов горных пород. Повышенная глубинность метода в 20-40 см обусловлена большой энергией ГИРЗ. Разные элементы по-разному излучают гамма-кванты, что позволяет выделять эти элементы в спектральной модификации НГК (НГК-С). В практике используют зонды повышенной длины, например, 60 см. В качестве детектора применяют сцинтилляционные счетчики на основе монокристаллов NaI, активированных посредством Tl. Также детекторы окружены специальными экранами для поглощения нейтронов и фонового гамма-излучения. Метод позволяет определять пористость и отбивать ГВК, ГНК, ВНК.

2.3.4 Плотностной гамма-гамма каротаж

Сведения в этом подразделе приведены по данным источника [9].

Метод плотностного гамма-гамма каротажа (ГГК-П) – модификация метода гамма-гамма каротажа (ГГК), основанного на облучении горных пород гамма-квантами и измерении рассеянного гамма-излучения. При взаимодействии гамма-излучения с веществом в зависимости от энергии гамма-кванта E и порядкового номера элемента Z выделяют следующие эффекты (рис. 24):

- фотоэффект – происходит поглощение гамма-кванта низкой энергии (<0.2 МэВ) одним из электронов атома, который впоследствии выбрасывается за пределы атома, а освободившуюся оболочку заполняет электрон с более высокого уровня, испуская квант характеристического излучения;
- комптоновское рассеяние – происходит передача части энергии гамма-кванта средней энергии (0.5-5 МэВ) электрону, отклонение гамма-кванта на некоторый угол, после нескольких таких актов рассеяния энергия гамма-кванта уменьшается, и он поглощается путем фотоэффекта;
- образование электрон-позитронных пар – происходит взаимодействие гамма-кванта высокой энергии (>5 МэВ) с ядром атома, его исчезновение с

образованием электрон-позитронных пар, частицы которых вылетают из атома под разными углами, а затем из-за аннигиляции позитрона вследствие его столкновения со свободным электроном происходит выделение энергии, эквивалентной испусканию двух гамма-квантов.

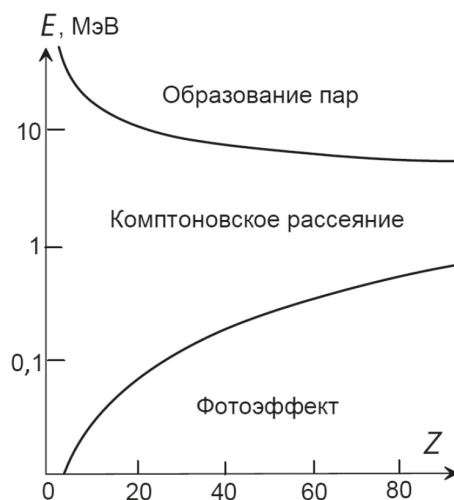


Рисунок 24 Вероятность различных видов взаимодействия гамма-излучения с веществом в зависимости от энергии и атомного номера вещества [9]

Ослабление гамма-излучения в результате фотоэффекта и комптоновского рассеяния определяется линейным коэффициентом ослабления гамма-квантов и зависит от плотности горных пород и атомного номера элемента. Эффективный линейный коэффициент ослабления гамма-квантов находится по формуле:

$$\mu_{\text{эф}} = \delta N_0 \frac{Z_{\text{эф}}}{A_{\text{эф}}} (\sigma_e + \tau Z_{\text{эф}}^{-1}) \quad (13)$$

где: δ – плотность вещества;

N_0 – число Авогадро;

$Z_{\text{эф}}$ – эффективный атомный номер элемента;

$A_{\text{эф}}$ – эффективное массовое число;

σ_e - сечение рассеяния на электроны;

τ - сечение (вероятность) фотоэффекта.

В ГГК важное значение занимает геометрия измерений. В зависимости от геометрии измерений и энергии источника проявляются фотоэффект или комптоновское рассеяние. В случае наиболее распространенных 2π -зондов источник и детектор размещены около стенки скважины. 4π -зонды располагаются на оси скважины. Для этих зондов длины намного превышают длину свободного пробега гамма-квантов. Длина свободного пробега квантов является величиной, обратной линейному коэффициенту ослабления гамма-квантов. Также важное значение занимает характеристика зондов ГГК, изображенная на рис. 25. На нем

изображена зависимость интенсивности рассеянного гамма-излучения от параметра, зависящего от длины зонда и плотности вещества. График делится на 3 зоны:

- доинверсионная область – рост функции интенсивности рассеянного гамма-излучения;
- область инверсии – постоянные значения функции;
- заинверсионная область – снижение функции.

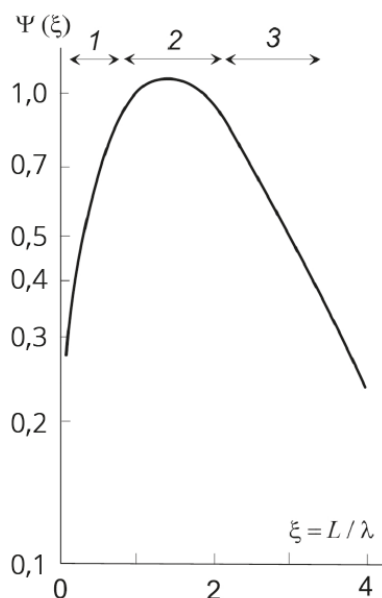


Рисунок 25 Функция рассеяния γ -излучения для 2π -зонда [8]

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

Модификация ГГК-П основана на использовании источников с энергией более 300 кэВ и позволяет определять плотность. В этом методе применяют заинверсионные 2π -зонды и 4π -зонды с длиной 20-50 см и источники большой энергии: ^{137}Cs или ^{60}Co . Метод проводится как в необсаженных, так и в обсаженных скважинах. Корпус прибора изготавливают из стали, что снижает влияние химического состава породы. Глубинность – 10-20 см.

Интенсивность гамма-излучения вблизи контактов меняется нелинейно, из-за чего края кривых загнутые (рис. 26).

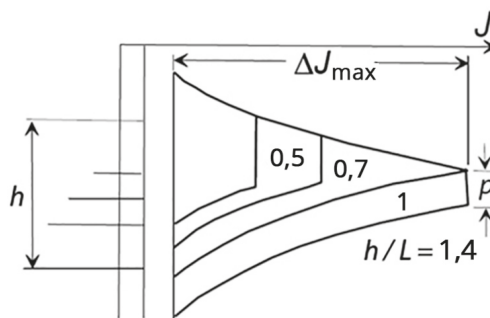


Рисунок 26 Форма кривых ГГК-П для пластов ограниченной мощности [8]

P — плоский участок кривой

Положительными аномалиями отмечаются неплотные породы, отрицательными – плотные породы.

2.3.5 Селективный гамма-гамма каротаж

Сведения в этом подразделе приведены по данным источника [9].

Метод селективного гамма-гамма каротажа (ГГК-С) - модификация метода ГГК, основанного на облучении горных пород гамма-квантами и измерении рассеянного гамма-излучения. Модификация ГГК-С основана на использовании источников с энергией менее 200 кэВ и явлении фотоэффекта.

В качестве источников используют ^{175}Se , ^{123}Te , ^{241}Am . В ГГК-С используют инверсионные зонды со значениями параметра ξ области экстремума графика на рис. 25. Используют помехоустойчивые двойные зонды, состоящие из двух источников на разных расстояниях от детектора, эти зонды могут быть собраны на основе 2π -зондов длиной 10-20 см. Глубинность – первые см. Корпус изготавливают из алюминия или в стальном корпусе делают окна для вставки пластин из бериллия или плексигласа. Кривые имеют тот же характер, что и кривые ГГК-П.

Применение ГГК-С находят в выделении рудных интервалов и дефектометрии обсадных колонн [16].

2.4 Акустический каротаж

Сведения в этом разделе приведены по данным источника [9].

Метод акустического каротажа (АК) основан на изучении характеристик упругих волн различных частот в скважинах. Упругие волны по частоте классифицируют на:

- инфразвуковые – частота менее 16 Гц;
- звуковые – частота в пределах 16 – 20 000 Гц;
- ультразвуковые – частота более 20 000 Гц.

Наиболее часто используемые в АК частоты – 10-75 кГц. Зонд АК включает один источник и один или несколько приемников (рис. 27).

Для проведения АК необходимо наличие бурового раствора в скважине. По буровому раствору распространяются только продольные волны, т.к. поперечные волны распространяются только в твердых телах. Продольные волны распространяются до стенки скважины, возбуждают продольные и поперечные колебания в горных породах, которые в свою очередь при распространении вдоль поверхности скважины возбуждают головные провальные и обменные волны, а головные продольные и обменные волны приходят к регистрирующим их приемникам. Головные продольные волны приходят быстрее обменных,

время вступления которых в 1.6-2.2 раза больше. Головные продольные волны существуют при наличии превышения скорости распространения продольных колебаний в горных породах над скоростью распространения продольных колебаний в буровом растворе. Также на границе твердой и жидкой фаз возникают гидроволны и каналовые волны Лемба и Стоунли, которые распространяются по жидкости в скважине. Помимо перечисленных волн в сигнале присутствуют вторичные волны: отраженные и дифрагированные.

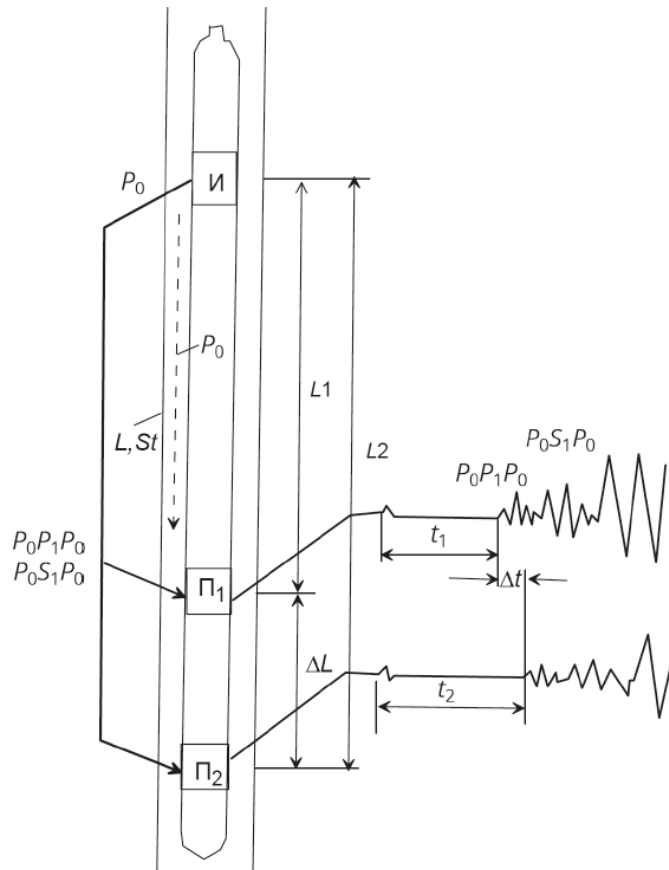


Рисунок 27 Схема измерений в методе АК [3]

И – источник; П₁, П₂ – приемники; L₂ – длина зонда; ΔL – база зонда; P₀P₁P₀ – продольная волна (головная); P₀S₁P₀ – обменная волна; P₀ – гидроволна; L – каналовая волна Лемба; St – каналовая волна Стоунли

Приемники регистрируют колебания, содержащие несколько типов волн. Эти волны различаются по скорости распространения, частоте, амплитуде и затухании (рис. 28).

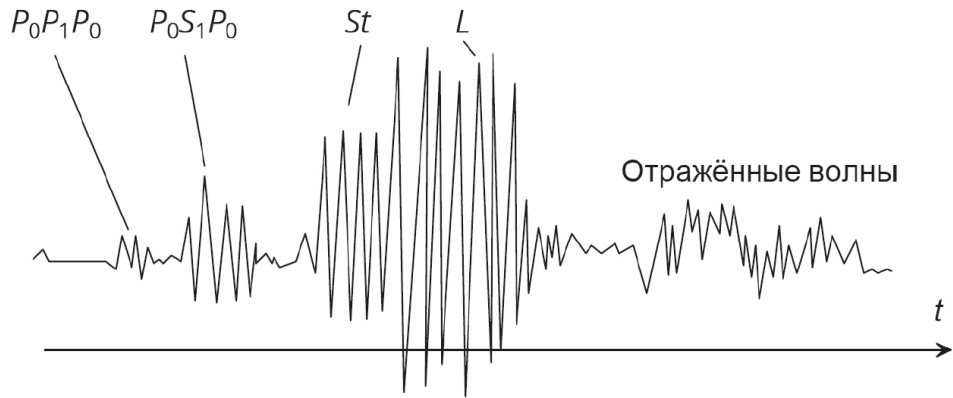


Рисунок 28 Волновая картина [3]

Существует несколько разновидностей АК. Рассмотрим акустический каротаж по скорости. В данной разновидности АК измеряют разность времен вступления головной продольной волны в первом и втором приемниках, нормируют эту разность по базе зонда и получают интервальное время, или удельное время $t_{уд}$ (Δt , Dt , ΔT). Интервальное время измеряется в мкс/м и имеет следующую пропорциональность:

$$t_{уд} = \frac{1}{V_p} \quad (14)$$

где: V_p – скорость продольной волны.

Характер кривых АК для обычного трехэлементного зонда и пластов разной мощности изображен на рис. 29.

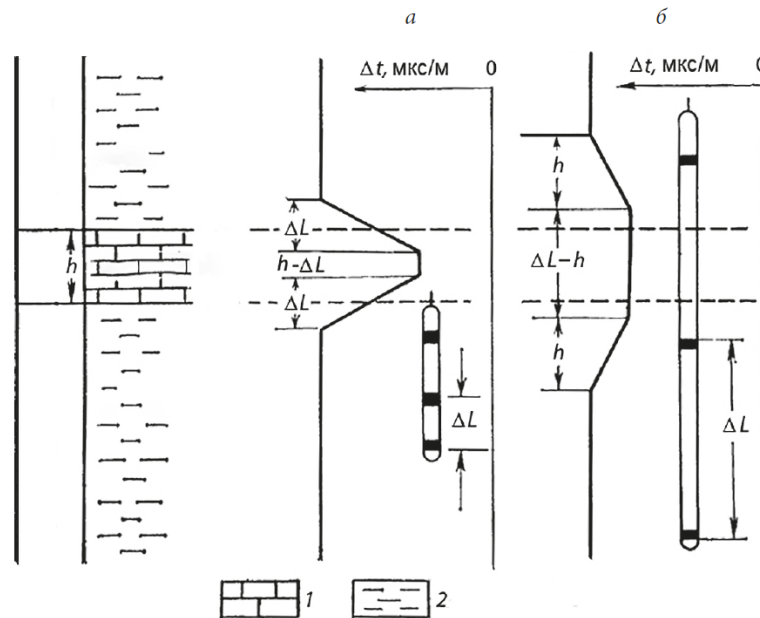


Рисунок 29 Кривые Δt для пластов разной мощности $h > \Delta L$ (а) и $h < \Delta L$ (б) [4]

1 — известняки; 2 — глины

2.5 Кавернометрия

Сведения в этом разделе приведены по данным источника [7]

Кавернометрия (КВ) – метод измерения диаметра скважины, по результатам которого получают кавернограмму – кривую изменения диаметра скважины с глубиной. Применяется для интерпретации данных других методов каротажа, контроля за разработкой и проведения скважинных ремонтных работ.

Фактический диаметр скважины отличается от номинального диаметра скважины из-за ряда процессов. Номинальный диаметр скважины – диаметр долота этой скважины.

Увеличение фактического диаметра скважины наблюдается напротив глинистых пород в результате гидратации глинистых частиц и их размыва гидромониторным воздействием струи долотных отверстий: степень размыва монтмориллонитовых глин наибольшая, каолинитовых – наименьшая. Буровой раствор на соленой воде обеспечивает замедление образования каверн за счет уменьшения гидратации глинистых частиц. Буровой раствор на нефтяной основе обычно обеспечивает отсутствие образования каверн. Увеличение фактического диаметра скважины напротив пластов солей и гипсов наблюдается в результате растворения. Фактический диаметр равен номинальному напротив плотных пород из-за их устойчивости. Уменьшение фактического диаметра происходит напротив проницаемых пластов из-за образования глинистой корки вследствие фильтрации бурового раствора в пласт. Толщина глинистой корки составляет от долей см до нескольких см.

Фактический диаметр скважины измеряют каверномерами. Наибольшее распространение получили каверномеры на трехжильном кабеле с четырьмя рычагами (рис. 30).

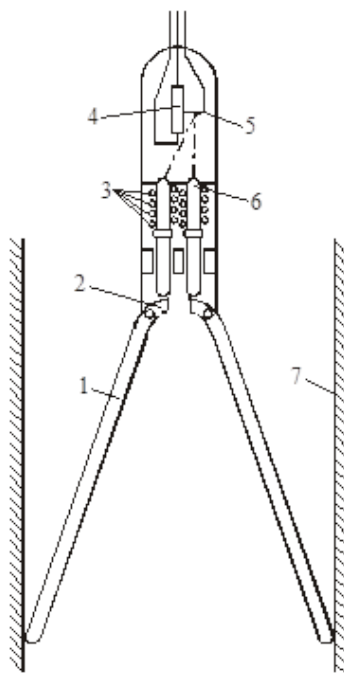


Рисунок 30 Принципиальная схема каверномера [18]

1 – длинное плечо рычага; 2 – короткое плечо рычага; 3 – пружина; 4 – оптический датчик; 5 – ползунок; 6 – штанга; 7 – стенка скважины

Длинное плечо рычага 1 прижимается пружиной 3 к стенке скважины. Короткое плечо 2 рычага перемещает шток 6 с помощью кулачка. Шток 6 механически связан с ползунком 5, перемещающимся по омического датчику 4, который является общим для всех четырех рычагов. Движения измерительных рычагов преобразуются в электрические сигналы и через кабель передаются на поверхность.

Масштаб глубин записи кавернограммы - 1:200 или 1:500, масштаб записи диаметра – 5 см/см или 1-2 см/см, скорость измерений – 1.5-2 км/ч [7].

Характер кривой КВ изображен на рис. 31.

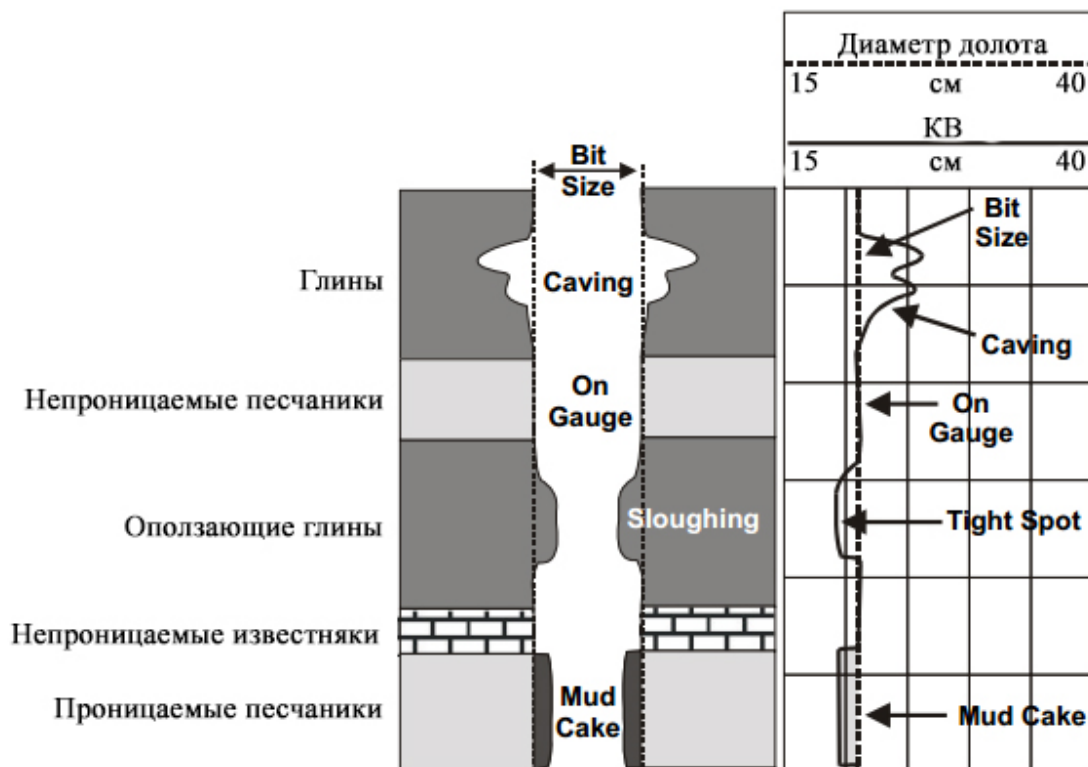


Рисунок 31 Кривая КВ для различных пород [14]

3 МЕТОДИКИ ИЗУЧЕНИЯ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН, ВЫДЕЛЕНИЯ И ОЦЕНКИ ПАРАМЕТРОВ КОЛЛЕКТОРОВ

3.1 Литологическое расчленение разрезов скважин

Сведения в этом разделе приведены по данным источника [9].

Данные комплекса каротажа позволяют проводить расчленение разрезов скважин по литологии. В случае терригенного разреза в первую очередь разрез разделяют на коллекторы и неколлекторы. Неколлекторы делят на глины и прочие литологические разности.

Глины выделяются по следующим признакам:

- увеличение показаний КВ за счет, как упоминалось выше, гидратации глинистых частиц и их размыва гидромониторным воздействием струи долотных отверстий;
- максимальные показания ПС и ГК;
- низкие кажущиеся УЭС по причине наличия воды;
- низкие показания НК вследствие высокого водородсодержания;
- высокие значения интервального времени АК ввиду низкой скорости прохождения упругих волн в глинах, что связано с их пониженной плотностью.

Оставшуюся часть разреза, сложенного неколлекторами, расчленяют на интервалы с различной глинистостью по ПС и ГК и пористостью по НК, АК, ГГК-П, КС, ПС, БК, ИК. Глинистые песчаники и алевролиты отличаются от худших коллекторов более низкой пористостью и более высокой глинистостью и выделяются по следующим признакам:

- промежуточные значения ПС и ГК;
- более высокие кажущиеся УЭС;
- низкое интервальное время АК;
- повышенные значения НК.

В случае глин, содержащих песчанистый, алевролитовый или карбонатный материал, отмечают те же показания, что и для глин, за исключением:

- повышение кажущегося УЭС по сравнению с чистыми глинами;
- небольших отрицательных аномалий ПС и понижений значений ГК.

В терригенном разрезе могут присутствовать песчаники и алевролиты с карбонатным цементом и чистые известняки. Чистые известняки выделяются по следующим признакам:

- низкие значения ПС и ГК;
- высокие значения НК, МКЗ и АК.

Рыхлые пласты (уголь) выделяют по следующим признакам:

- высокие показания УЭС по методам БК и НК;
- низкие значения ГК из-за низкой глинистости;
- высокие значения интенсивности рассеянного гамма-излучения ГК-П вследствие низкой плотности (для преобразованной шкалы низкие значения плотности);
- высокие показания АК по причине низкой скорости прохождения упругих волн из-за низкой плотности;
- низкие показания НК ввиду высокого водородсодержания.

3.2 Выделение коллекторов

3.2.1 Качественные критерии

Коллекторы – породы, обладающие пористостью, способностью вмещать флюиды, и проницаемостью, способностью отдавать эти флюиды при разработке. Пористость характеризуется коэффициентом пористости, измеряющимся в долях единиц или процентах и изменяющимся для коллекторов от долей процента до 30-40%. Проницаемость характеризуется коэффициентом проницаемости, измеряющимся в мкм² или Д (Дарси) и изменяющимся для коллекторов от долей мД до значений свыше 1000 мД.

Коллекторы Усть-Тегусского месторождения представлены терригенными породами. Надежным признаком наличия коллектора является проникновение бурового раствора в пласт, что отмечается по следующим признакам:

- изменение показаний КС в разное время из-за изменения минерализации бурового раствора или диаметра зоны проникновения в сторону повышения и понижения для водоносных и нефтеносных пластов соответственно;
- разница показаний БКЗ или КС разной длины ввиду разной глубинности зондов;
- положительное приращение показаний обычного зонда БК над микрозондом БК в связи с разной глубиной зондов.

Также признаками терригенного коллектора являются:

- уменьшение диаметра скважины по данным КВ за счет образования глинистой корки;
- отрицательная аномалия ПС при $\rho_{\text{ф}} > \rho_{\text{в}}$ и положительная аномалия ПС при $\rho_{\text{ф}} < \rho_{\text{в}}$;
- минимальные показания ГК из-за низкой глинистости;

- положительное приращение показаний более глубинного микропотенциал-зонда над менее глубинным микроградиент-зондом при наличии глинистой корки до 2.5 см;
- высокие показания АК вследствие низкой скорости прохождения упругих волн;
- уменьшение показаний НК за счет высокого водородсодержания.

Плотные пласты (терригенные – песчаники, или карбонатные – известняки) выделяют по следующим признакам:

- высокие показания КС за счет высокой плотности;
- низкие значения ГК из-за низкой глинистости;
- низкие значения интенсивности рассеянного гамма-излучения ГГК-П вследствие высокой плотности (для преобразованной шкалы высокие значения плотности);
- низкие показания АК по причине высокой скорости прохождения упругих волн из-за высокой плотности;
- высокие показания НК ввиду низкого водородсодержания.

3.2.2 Количественные критерии

Сведения в этом подразделе приведены по данным источника [9].

При отсутствии качественных признаков выделения коллекторов используют количественные критерии, связанные с граничными значениями параметров, такими, как: коэффициент проницаемости $k_{пр}$, коэффициент пористости k_p , параметр насыщения P_H , относительная амплитуда ПС $\alpha_{пс}$, двойной разностный параметр ГК ΔI_γ . Граничные значения параметров находят статистическим или корреляционным методом.

При статистическом методе разрез разделяют на коллекторы и неколлекторы по качественным признакам или по результатам испытания пластов, статистически обрабатывают информацию и строят кумулятивные кривые распределения пористости коллекторов и неколлекторов, на пересечении которых и получают граничное значение (рис. 32). Чем меньше область пересечения, тем более достоверные данные.

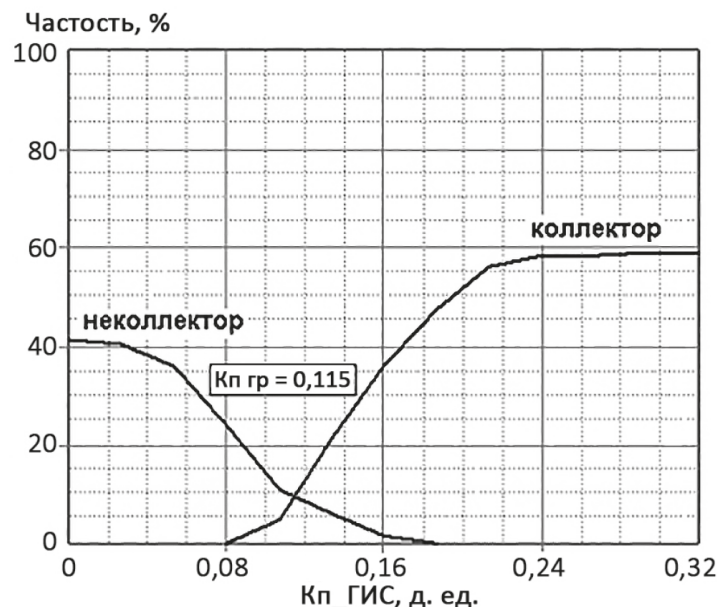


Рисунок 32 Кумулятивные кривые распределения пористости коллекторов и неколлекторов [11]

При корреляционном методе находят зависимость между двумя параметрами. При наличии граничного значения одного параметра и связи между двумя параметрами можно получить граничное значение другого параметра. Значение граничного параметра по аналогии с номинальным диаметром скважины отображают на соответствующем треке кривой, что позволяет выделить интервалы кривой, соответствующие коллектору и неколлектору.

3.3 Определение эффективной мощности продуктивных коллекторов. Отбивка водонефтяного контакта

Эффективная мощность продуктивного коллектора $h_{эф}$ — это суммарная мощность проницаемых пропластков, насыщенных нефтью или газом. При подсчете запасов нефти объемным методом важно точно определить эффективную мощность нефтенасыщенной части пласта и положение ВНК, ГНК.

Определение эффективной мощности продуктивных коллекторов сначала осуществляют в отдельных скважинах при помощи промыслово-геофизических исследований, т.е. выделяют коллекторы и оценивают характер их насыщения. При этом учитывают данные испытания пластов и наблюдения за процессом бурения. Затем проводят корреляцию полученных разрезов, что позволяет далее составить карты изопахит (равных мощностей) и установить границы и геометрию залежи. Таким образом, находят эффективную мощность продуктивных коллекторов.

Переход от водоносной к нефтеносной части коллектора, выделенным по данным каротажа, происходит в интервале переходной зоны, в пределах которой выделяют условный ВНК (рис. 33). Нефтенасыщенность при этом меняется от 0 в чисто водяной зоне до наибольшего значения в нефтегазонасыщенной зоне, которое не достигает 100% за счет

наличия остаточной водонасыщенности. УЭС также меняется от $\rho_{вп}$ в водоносной части до ρ_n в нефтеносной части. Разделение коллектора на интервалы газа, нефти и воды обуславливается гравитационными силами: более легкие флюиды поднимаются к кровле. Наличие переходной зоны объясняется капиллярными силами, из-за которых вода проникает в поры в направлении к кровле.

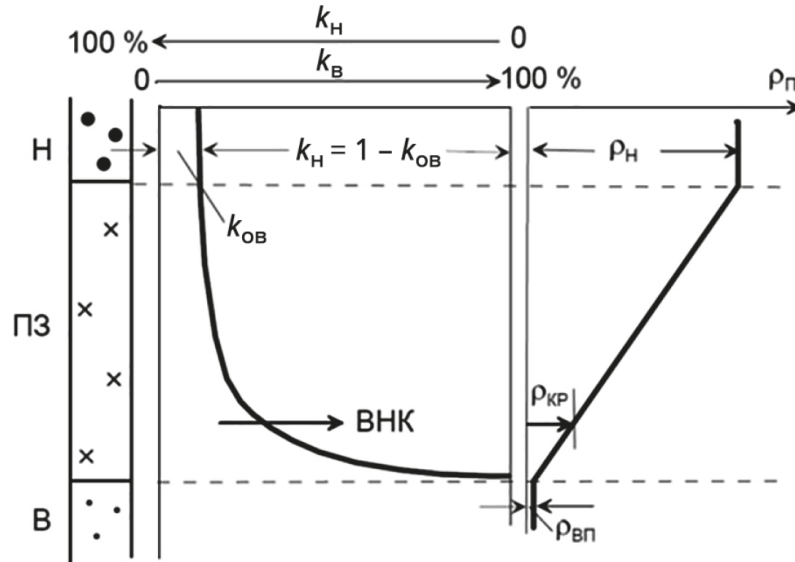


Рисунок 33 Графики изменения k_v и ρ_n в переходной зоне коллектора [5]

В — водоносная часть; *ПЗ* — переходная зона; *Н* — нефтеносная часть; *ВНК* — условный водонефтяной контакт; k_v — коэффициент водонасыщенности; $k_{ов}$ — коэффициент остаточной водонасыщенности; k_n — коэффициент нефтенасыщенности; $\rho_{вп}$ — УЭС водонасыщенной породы; ρ_n — УЭС нефтенасыщенного пласта; $\rho_{кр}$ — критическое УЭС

Переходная зона уменьшается с повышением проницаемости пласта и обычно имеет мощность 1-10 м. Условный ВНК выделяется на уровне, где $\rho_{кр}$ соответствует критической нефтегазонасыщенности. Обычно этот уровень расположен выше кровли водоносной части на 1-1.5 м [9].

В сложных условиях положение ВНК уточняют при помощи опробования пласта на кабеле. Для определения ВНК, как и ГНК и ГВК, используют нейтронные методы (рис. 34).

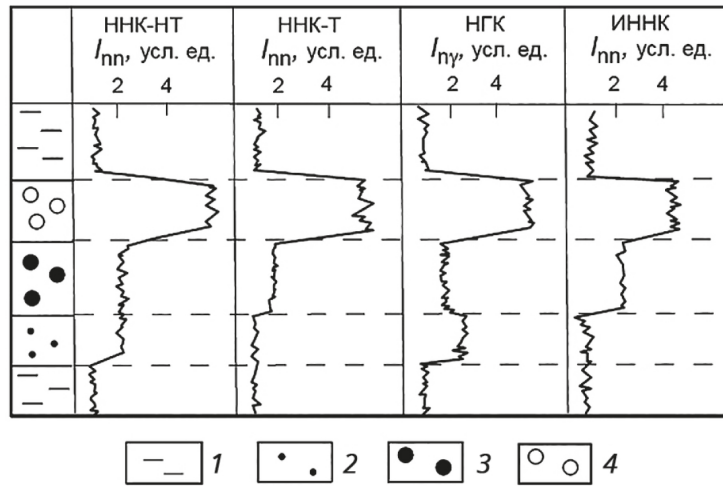


Рисунок 34 Отбивка контактов ВНК, ГНК, ГВК по данным нейтронных методов [9]

1 — глина; 2 — песчаник водоносный; 3 — песчаник нефтеносный; 4 — песчаник газоносный

Глины характеризуются минимальными показаниями нейтронных методов за счет наибольшего водородсодержания, т.к. они имеют большую пористость и повышенное содержание химически связанной воды.

Газонасыщенные интервалы по сравнению с нефтенасыщенными и водонасыщенными характеризуются более высокими показаниями нейтронных методов из-за меньшего водородсодержания, т.к. газ имеет меньшую плотность.

Отбивку ВНК производят с помощью следующих нейтронных методов:

- нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (ННК-Т);
- импульсный нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (ИННК-Т);
- нейтронный гамма-каротаж (НГК).

В случае ННК-Т показания для водоносного интервала ниже, чем для нефтеносного, вследствие повышенной минерализации пластовых вод, а следовательно, повышенного содержания хлора.

В ИННК-Т наблюдается более контрастный, чем в ННК-Т, скачок на уровне ВНК за счет использования импульсных источников. ИННК-Т решает задачу отбивки ВНК даже при пониженной минерализации пластовых вод.

В НГК показания для водоносного интервала выше, чем для нефтеносного, т.к. при захвате ядрами хлора испускается 2-3 гамма-кванта и ядра хлора имеют повышенную вероятность захвата, много большую, чем ядра водорода.

3.4 Определение глинистости

Глинистость – свойство горных пород содержать в себе глинистые частицы диаметром менее 0.01 мм. Минеральный состав и количественное содержание глинистых

частиц оказывает влияние на фильтрационно-емкостные свойства коллектора. Различают следующие виды глинистости:

- массовая глинистость;
- объемная глинистость;
- относительная глинистость;
- слоистая глинистость.

Коэффициент массовой глинистости $C_{гг}$ характеризует глинистость количественно и находится по формуле:

$$C_{гг} = \frac{M_{<0.01}}{M_{тв}} \quad (15)$$

где: $M_{<0.01}$ – масса глинистой фракции

$M_{тв}$ – масса твердой фазы породы;

Коэффициент объемной глинистости $k_{гг}$ характеризует объемное содержание глинистого материала и находится по формуле:

$$k_{гг} = C_{гг}(1 - k_{п}) \quad (16)$$

Коэффициент относительной глинистости $\eta_{гг}$ характеризует степень заполнения глинистым материалом пространства между зернами и находится по формуле:

$$\eta_{гг} = \frac{k_{гг}}{k_{гг} + k_{п}} \quad (17)$$

Коэффициент слоистой глинистости $\chi_{гг}$ характеризует относительное содержание глинистых прослоев и связан с $\eta_{гг}$ следующей зависимостью [9]:

$$\eta_{гг} = \chi_{гг} \frac{1 - k_{п,гг}}{\chi_{гг} + k_{п,п}(1 - \chi_{гг})} \quad (18)$$

где: $k_{п,гг}$ – коэффициент пористости глинистых прослоев;

$k_{п,п}$ – коэффициент пористости песчаных прослоев.

Определяют глинистость по данным ГК и ПС. При ПС определяют относительную глинистость $\eta_{гг}$ путем нахождения зависимости $\alpha_{пс} = f(\eta_{гг})$. Относительная амплитуда ПС $\alpha_{пс}$ вычисляется по формуле:

$$\alpha_{пс} = \frac{U_{псmax} - U_{пс}}{U_{псmax} - U_{псmin}} \quad (19)$$

где: $U_{псmax}$ – значение ПС для линии глин;

$U_{псmin}$ – минимальное показание ПС напротив чистых песчаников;

$U_{пс}$ – показания ПС.

При ГК глинистость определяют путем нахождения зависимости $k_{гг} = f(\Delta J_{\gamma})$. Двойной разностный параметр ΔJ_{γ} вычисляется по формуле:

$$\Delta J_{\gamma} = \frac{J_{\gamma} - J_{\gamma, \min}}{J_{\gamma, \max} - J_{\gamma, \min}} \quad (20)$$

где: J_{γ} – показания ГК;

$J_{\gamma, \max}$ – значение ГК для глин;

$J_{\gamma, \min}$ – минимальное показание ГК напротив чистых песчаников.

Для нахождения глинистости для молодых пород используют формулу Ларионова [7]:

$$k_{\text{гл}} = 0.083(2^{3.7J_{\gamma}} - 1) \quad (21)$$

3.5 Определение пористости

Пористость – это свойство коллекторов, определяемое наличием пустот. Различают следующие виды пористости:

- общая (полная, абсолютная);
- открытая;
- закрытая;
- эффективная;
- динамическая.

Коэффициент общей пористости $k_{\text{п}}$ характеризует общий объем пустот и определяется по формуле:

$$k_{\text{п}} = \frac{\sum V_{\text{п}}}{V_{\text{пор}}} \quad (22)$$

где: $V_{\text{п}}$ – объем пор;

$V_{\text{пор}}$ – объем породы.

Коэффициент открытой пористости $k_{\text{по}}$ характеризует объем сообщающихся пустот и определяется по формуле:

$$k_{\text{по}} = \frac{\sum V_{\text{п,сообщ}}}{V_{\text{пор}}} \quad (23)$$

где: $V_{\text{п,сообщ}}$ – объем сообщающихся пор.

Объем пор зависит от формы зерен, сортировки зерен, укладки зерен и вида цемента. Общая и открытая пористость зависят от глубины залегания пород, плотности пород и количества цемента.

Коэффициент закрытой пористости $k_{\text{пз}}$ характеризует объем изолированных пустот и определяется по формуле:

$$k_{\text{пз}} = \frac{\sum V_{\text{п,изолир}}}{V_{\text{пор}}} \quad (24)$$

где: $V_{\text{п,изолир}}$ – объем изолированных пор.

Коэффициент эффективной пористости $k_{п,эф}$ характеризует объем сообщающихся пустот, по которым возможно движение флюида, и определяется по формуле [7]:

$$k_{п,эф} = k_{по}(1 - k_{во}) \quad (25)$$

где: $k_{во}$ – коэффициент остаточной водонасыщенности.

Коэффициент динамической пористости $k_{п,дин}$ объем сообщающихся пустот, по которым возможно движение флюида, с учетом остаточной нефтенасыщенности и определяется по формуле [7]:

$$k_{п,дин} = k_{по}(1 - k_{во} - k_{но}) \quad (26)$$

где: $k_{но}$ – коэффициент остаточной нефтенасыщенности.

Пористость также подразделяют на первичную и вторичную. Первичная пористость – пористость, возникшая при образовании породы. Вторичная пористость – пористость, возникшая в результате вторичных изменений пород: как тектонических, так и химических.

По типу пустотного пространства коллекторы классифицируют на:

- поровые;
- трещинные;
- каверновые;
- смешанные.

3.5.1 Определение пористости по данным АК

Скорость распространения упругих волн в горных породах зависит от пористости, что делает возможным определение $k_{п}$ с помощью АК по зависимости [4]:

$$k_{п} = \frac{\Delta t - \Delta t_{м}}{\Delta t_{ж} - \Delta t_{м}} \quad (27)$$

где: Δt — интервальное время по АК;

$\Delta t_{м}$ — интервальное время в минеральном скелете породы;

$\Delta t_{ж}$ — интервальное время во флюиде.

Интервальное время $\Delta t_{м}$ зависит от состава минерального скелета. Интервальное время в воде зависит от минерализации воды, структуры и размера трещин и пор породы. При $k_{п} > 15\%$ учитывают также степень цементации породы, глинистость и характер пластовой жидкости.

Проблема в определении $k_{п}$ по данным АК заключается в сложности подбора подходящих параметров интервального времени в скелете породы и во флюиде, которые изменяются в широких пределах в районе работ.

3.5.2 Определение пористости по данным ГГК-П

По ГГК-П определяют объемную плотность горных пород, что позволяет определять $k_{п}$ при наличии данных о флюиде и минеральном составе скелета по зависимости [4]:

$$k_{п} = \frac{\delta_{п} - \delta_{м}}{\delta_{ж} - \delta_{м}} \quad (28)$$

где: $\delta_{п}$ — объёмная плотность по ГГК-П;

$\delta_{м}$ — объёмная плотность минерального скелета породы;

$\delta_{ж}$ — плотность флюида, насыщающего коллектор.

Основное условие применимости ГГК-П — наличие информации о минеральном составе коллектора. При ГГК-П надежные результаты получают при толщине глинистой корки менее 2 см и превышении размера каверн над номинальным диаметром на менее, чем 2 см [9].

3.5.3 Определение пористости по данным ПС

Определение открытой пористости по ПС основано на связи глинистости и пористости. При наличии глинистого цемента появляется возможность определения $k_{по}$ терригенных коллекторов. Вычисление $k_{по}$ по ПС производится путем нахождения зависимости между $k_{по}$ и $\alpha_{пс}$. Относительная амплитуда ПС находится по формуле (19).

Недостаток способа заключается в отсутствии возможности определения $k_{по}$ для чистых и слабоглинистых коллекторов, когда $\alpha_{пс}$ принимает значения, близкие к 1.

3.5.4 Определение пористости по данным ННК-Т и НГК

Для нахождения $k_{п}$ по НК используют следующую формулу [6]:

$$k_{пN} = k_{п}S_{xo}k_{пNf} + k_{п}(1 - S_{xo})k_{пNhc} + k_{гЛ}k_{пNsh} + (1 - k_{п} - k_{гЛ})k_{пNm} \quad (29)$$

где: $k_{пN}$ — нейтронная пористость (водородсодержание);

S_{xo} — насыщенность фильтратом бурового раствора в зоне проникновения;

$k_{пNf}$ — нейтронная пористость пласта, насыщенного фильтратом бурового раствора;

$k_{пNhc}$ — нейтронная пористость пласта, насыщенного углеводородами;

$k_{пNsh}$ — нейтронная пористость глин;

$k_{пNm}$ — нейтронная пористость минерального скелета породы.

На Усть-Тегусском месторождении в разведочных скважинах НК записан в двух модификациях: НГК и двухзондовый ННК-Т. Для двухзондового ННК-Т установлена следующая зависимость [12]:

$$k_{пN} = -8.2 + 75.4 \frac{J_{м3}}{J_{б3}} - 1.25 \left(\frac{J_{м3}}{J_{б3}} \right)^2 \quad (30)$$

где: $J_{бз}$ – показания большого зонда ННК-Т;

$J_{мз}$ – показания малого зонда ННК-Т.

В случае НГК пористость определялась по методике двух опорных пластов: в качестве опорного пласта с максимальным значением НГК выбирался плотный пласт с водородсодержанием 4.5%, с минимальным – глины с водородсодержанием 30-35% [12]. Третья контрольная точка выбиралась в коллекторе с известной пористостью по керну.

3.6 Определение проницаемости

Проницаемость – способность коллекторов пропускать через себя флюиды при перепаде давлений. Различают следующие виды проницаемости:

- абсолютная (физическая) – проницаемость по флюиду при полном заполнении пустот этим флюидом;
- фазовая (эффективная) – проницаемость по флюиду при наличии в пустотах другого флюида;
- относительная – отношение фазовой проницаемости к абсолютной.

К хорошо проницаемым породам относят пески и песчаники, известняки и доломиты, алевролиты и рыхлые глины. Абсолютная проницаемость описывается законом Дарси:

$$k_{пр} = \frac{Q\mu L}{F\Delta p} \quad (31)$$

где: Q – объемный расход флюида за единицу времени;

μ – динамическая вязкость;

L – длина пути фильтрации;

F – площадь фильтрации;

Δp – перепад давлений.

Для определения проницаемости по данным ГИС используют зависимость коэффициента проницаемости от коэффициента пористости, установленную по данным петрофизических исследований керна.

3.7 Определение нефтенасыщенности

Нефтенасыщенность – доля объема пор, занятых нефтью. Коэффициент нефтенасыщенности k_n связан с коэффициентом водонасыщенности k_v следующей зависимостью:

$$k_n = 1 - k_v \quad (32)$$

Коэффициент водонасыщенности k_v вычисляется по формуле Арчи-Дахнова:

$$k_B = \sqrt[n]{\frac{a\rho_B}{k_{\Pi}^m \rho_{\Pi}}} \quad (33)$$

где: a – коэффициент, зависящий от извилистости пор

m – коэффициент, зависящий от цементации;

n – коэффициент, зависящий от распределения насыщенности;

ρ_B – УЭС пластовых вод;

ρ_{Π} – УЭС пласта по БК, БКЗ, ИК, ВИКИЗ.

Для определения коэффициентов a , m , n используют параметр пористости P_{Π} и параметр насыщения P_H .

Параметр пористости P_{Π} – относительное сопротивление пласта. Параметр P_{Π} зависит от пористости и структуры порового пространства и определяется по формуле:

$$P_{\Pi} = \frac{\rho_{\text{вп}}}{\rho_B} \quad (34)$$

где: $\rho_{\text{вп}}$ – УЭС водонасыщенного пласта.

Параметр насыщения P_H – коэффициент увеличения сопротивления пласта. Параметр P_H определяется по формуле:

$$P_H = \frac{\rho_{\Pi}}{\rho_{\text{вп}}} \quad (35)$$

Коэффициенты a и m определяют из зависимости параметра пористости P_{Π} от коэффициента пористости k_{Π} :

$$P_{\Pi} = ak_{\Pi}^{-m} \quad (36)$$

Коэффициент n определяют из зависимости параметра насыщения P_H от коэффициента водонасыщенности k_B :

$$P_H = k_B^{-n} \quad (37)$$

3.8 Программа обработки данных каротажа Techlog

Techlog – набор современных инструментов для сбора, управления, обработки и интерпретации скважинных данных от компании Schlumberger (рис. 35).

Перед обработкой данных необходимо импортировать файлы в программное обеспечение (ПО) в формате las, содержащие каротажные кривые, и файлы в формате scv, содержащие значения параметров, вычисленных по керну. Создается планшет, на который затем выгружают кривые каротажа и керновые данные. Каждая кривая занимает свой трек, но имеется возможность перемещения кривых на один трек и их визуального изменения для удобства. Techlog позволяет переводить величины, в которых записаны кривые. При необходимости кривые увязывают друг с другом. При наличии информации о продуктивных

пластах возможен импорт этих данных в формате scv и последующее их визуальное отображение на планшете. При качественной интерпретации создают трек литологии с необходимой палитрой и, используя комплекс каротажа, вручную выделяют породы (песчаник, глина, плотная порода, уголь). При количественной интерпретации модуль «Петрофизика» позволяет по заранее вычисленным необходимым параметрам рассчитывать глинистость, пористость и насыщенность. При наличии установленной зависимости с помощью написанных в редакторе Python скриптов открывается возможность рассчитывать глинистость, пористость, насыщенность и проницаемость. Вычисленные параметры сохраняются в виде кривых, что позволяет выгрузить их на планшет для визуального отображения. Таким образом проводится качественная и количественная интерпретация данных комплекса каротажа в ПО Techlog.

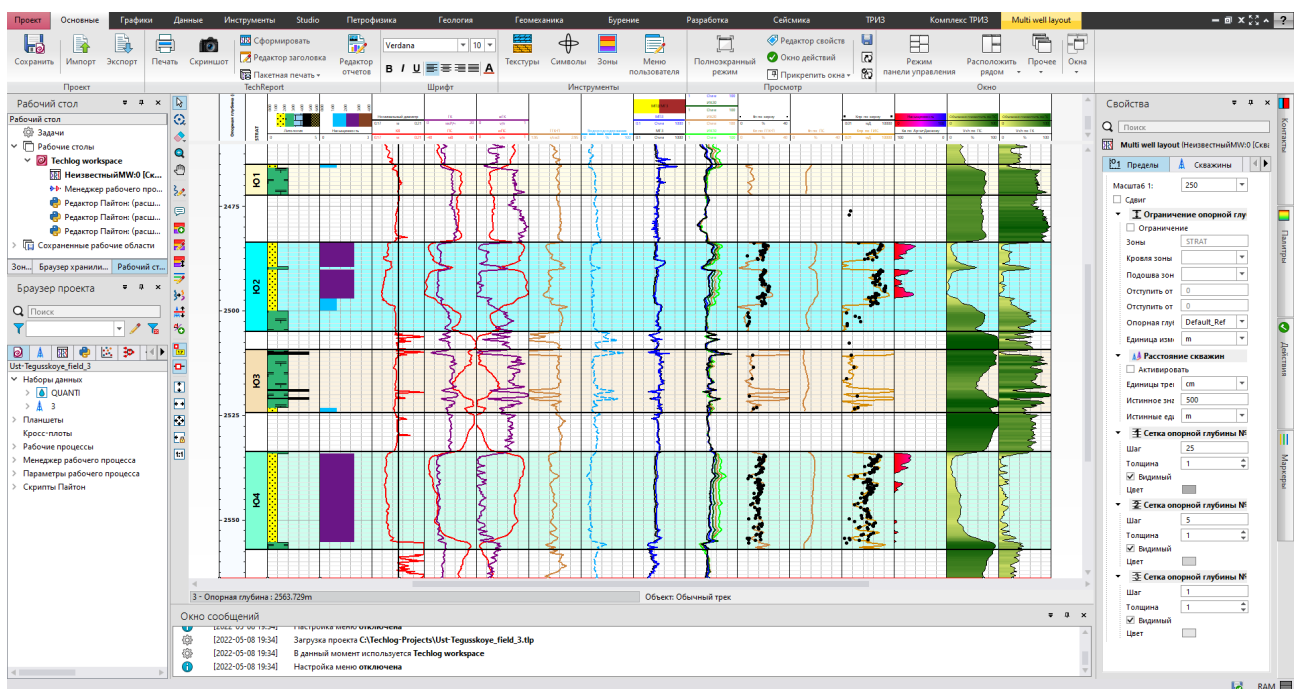


Рисунок 35 Интерфейс программного обеспечения Techlog Schlumberger

4 РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПЛЕКСА КАРОТАЖА НА УСТЬ-ТЕГУССКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Для оценки параметров продуктивных коллекторов были проинтерпретированы результаты комплекса каротажа скважин №3 и №4 Дубравской площади. Присутствуют керновые данные по скважинам, что позволяет сопоставить с ними данные каротажа. Результаты качественной и количественной интерпретации для скважин №3 и №4 приведены в виде планшетов в Приложении 1 и Приложении 2 соответственно. Определенные по каротажу фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) коллекторов (k_n и k_{np}) были сравнены с ФЕС, определенными по керну. Были использованы данные методов: КВ, ПС, ГК, ГГК-П, ННК-Т, МКЗ, МБК, ИК. Возможность отбить ВНК по данным НК отсутствует ввиду недостатка данных.

4.1 Выделение коллекторов

Выделение коллекторов производилось по методике, описанной в разделе 3.2. Коллекторы выделялись по качественным признакам: отрицательным аномалиям ПС и ГК, уменьшению диаметра скважины по данным КВ, положительному приращению показаний микропотенциал-зонда над показаниями микроградиент-зонда и расхождению УЭС для зондов разной длины.

Скважина №3 была пробурена с отбором керна. КERN в этой скважине был отобран из отложений васюганской свиты, включающей пласт Ю₁, тюменской свиты, включающей пласты Ю₂-Ю₄, и доюрского комплекса. В табл. 5 приведены разбивки пластов Ю₁-Ю₄ для данной скважины.

Таблица 5.

Разбивки пластов для скважины №3 [12]

Пласт	Кровля по ГИС, м	Подшва по ГИС, м
Ю ₁	2465.04	2472.38
Ю ₂	2483.52	2504.94
Ю ₃	2509.22	2524.31
Ю ₄	2533.59	2557.06

В ходе интерпретации было выделено 5 коллекторов: по одному в пластах Ю₁, Ю₃, Ю₄ и два – в пласте Ю₂. В табл. 6 представлены выделенные в ходе интерпретации интервалы коллекторов.

Выделенные в скважине №3 интервалы коллекторов

Пласт	Интервалы коллекторов	
	Кровля по ГИС, м	Подшва по ГИС, м
Ю1	2465.07	2465.68
Ю2	2483.66	2489.30
	2490.06	2499.82
Ю3	2523.13	2524.20
Ю4	2534.11	2555.14

Параметры $\alpha_{\text{ПС}}$ и $\alpha_{\text{ГК}}$ ($\Delta\Gamma$) рассчитывали по формулам (19) и (20) соответственно. Для расчета $\alpha_{\text{ПС}}$ использовались следующие значения потенциалов ПС:

- $U_{\text{ПСmax}} = 55.4$ мВ (значение для глин пласта Ю3);
- $U_{\text{ПСmin}} = -39.2$ мВ (минимальное значение для нижележащего коллектора пласта Ю2).

Для расчета $\alpha_{\text{ГК}}$ использовались следующие значения интенсивностей гамма-излучения:

- $J_{\gamma,\text{max}} = 13$ мкР/ч (значение для глин пласта Ю3);
- $J_{\gamma,\text{min}} = 4.7$ мкР/ч (минимальное значение для нижележащего коллектора пласта Ю2).

Скважина №4 также была пробурена с отбором керна. КERN в этой скважине был отобран из отложений васюганской свиты, включающей пласт Ю1, тюменской свиты, включающей пласты Ю2-Ю4, и доюрского комплекса. В табл. 7 приведены разбивки пластов Ю1-Ю4 для данной скважины.

Таблица 7.

Разбивки пластов для скважины №4 [12]

Пласт	Кровля по ГИС, м	Подшва по ГИС, м
Ю1	2488.52	2498.14
Ю2	2514.19	2521.22
Ю3	2537.70	2545.02
Ю4	2551.07	2565.35

В ходе интерпретации было выделено 6 коллекторов: по одному в пластах Ю1, Ю2, Ю3 и три – в пласте Ю4. В табл. 8 представлены выделенные в ходе интерпретации интервалы коллекторов.

Выделенные в скважине №4 интервалы коллекторов

Пласт	Интервалы коллекторов	
	Кровля по ГИС, м	Подшва по ГИС, м
Ю1	2488.50	2491.80
Ю2	2516.10	2520.20
Ю3	2544.40	2544.90
Ю4	2551.10	2552.40
	2556.40	2557.40
	2558.60	2562.20

Параметры $\alpha_{\text{пс}}$ и $\alpha_{\text{гк}}$ (ΔI_{γ}) рассчитывали по формулам (19) и (20) соответственно. Для расчета $\alpha_{\text{пс}}$ использовались следующие значения потенциалов ПС:

- $U_{\text{ПСmax}} = 127.7$ мВ (значение для глин пласта Ю3);
- $U_{\text{ПСmin}} = 44.7$ мВ (минимальное значение для нижележащего коллектора пласта Ю4).

Для расчета $\alpha_{\text{гк}}$ использовались следующие значения интенсивностей гамма-излучения:

- $J_{\gamma,\text{max}} = 12.5$ мкР/ч (значение для глин пласта Ю3);
- $J_{\gamma,\text{min}} = 4.8$ мкР/ч (минимальное значение для нижележащего коллектора пласта Ю2).

4.2 Определение глинистости

Коэффициент объемной глинистости $k_{\text{гл}}$ рассчитывался по данным ПС и ГК. Для расчетов использовались вышеуказанные значения потенциалов ПС и интенсивностей гамма-излучения. Коэффициент объемной глинистости по ПС рассчитывался по формуле:

$$k_{\text{гл}} = \frac{U_{\text{ПС}} - U_{\text{ПСmin}}}{U_{\text{ПСmax}} - U_{\text{ПСmin}}} \quad (38)$$

Коэффициент объемной глинистости по ГК рассчитывался по формуле:

$$k_{\text{гл}} = \frac{J_{\gamma} - J_{\gamma,\text{min}}}{J_{\gamma,\text{max}} - J_{\gamma,\text{min}}} \quad (39)$$

Средние значения глинистости по ПС и ГК для скважин №3 и №4 представлены в табл. 9 и 10 соответственно.

Таблица 9.

Средние значения глинистости для коллекторов скважины №3

Пласт	кгл по ПС, %	кгл по ГК, %
Ю2	16.8	16.6
Ю3	84.7	49.3
Ю4	24.1	10.7

Таблица 10.

Средние значения глинистости для коллекторов скважины №4

Пласт	кгл по ПС, %	кгл по ГК, %
Ю2	25.3	16.5
Ю3	79.0	74.5
Ю4	21.3	34.8

Отличие полученных средних значений глинистости по ПС и ГК связано с тем, что кривая ГК имеет более изменчивый характер по сравнению с кривой ПС.

4.3 Определение пористости

Коэффициент пористости рассчитывался по данным ГГК-П, ПС и НК. Коэффициент пористости по ГГК-П рассчитывался по формуле (28) с использованием следующих значений:

- $\delta_m = 2.69 \text{ г/см}^3$;
- $\delta_{ж} = 1.014 \text{ г/см}^3$ – для пластов Ю₁ и Ю₂;
- $\delta_{ж} = 1.016 \text{ г/см}^3$ – для пласта Ю₃;
- $\delta_{ж} = 1.015 \text{ г/см}^3$ – для пласта Ю₄.

Коэффициент пористости по ПС рассчитывался по установленным зависимостям. Для пластов Ю₁ и Ю₂ Усть-Тегусского месторождения установлена следующая зависимость (рис. 36) [12]:

$$k_{по} = 12.34\alpha_{пс} + 9.21 \quad (40)$$

Для пластов Ю₃ и Ю₄ Усть-Тегусского месторождения установлена следующая зависимость (рис. 36) [12]:

$$k_{по} = 9.85\alpha_{пс} + 9.98 \quad (41)$$

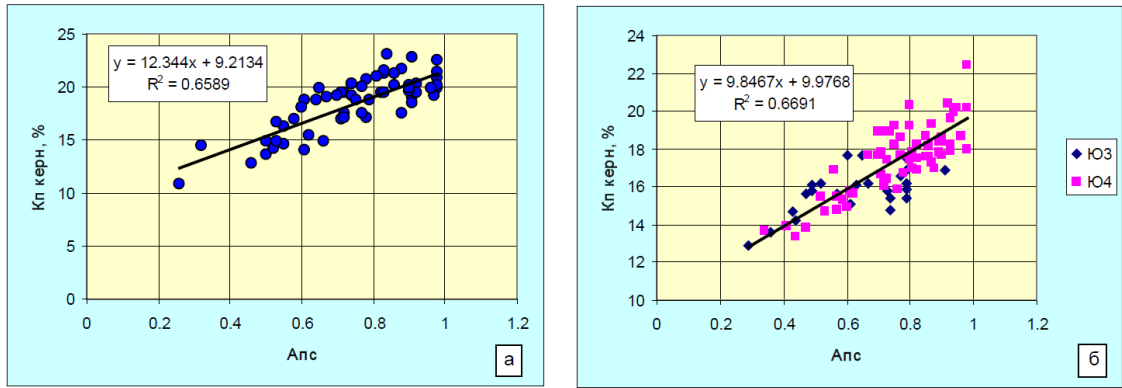


Рисунок 36 Зависимость $k_{п0} = f(\alpha_{пс})$ для пластов Ю₁ и Ю₂ (а) и пластов Ю₃ и Ю₄ (б) Усть-Тегусского месторождения [12]

Коэффициент пористости по ННК-Т рассчитывался по установленной зависимости (28).

Для скважины №3 пористость по ГГК-П имела большую сходимость с пористостью по керну по сравнению с пористостью по ПС. Средние значения пористости по ГГК-П и ПС представлены в табл. 11.

Таблица 11.

Средние значения пористости для коллекторов скважины №3

Пласт	кп по ГГК-П, %	кп по ПС, %
Ю2	18.0	19.5
Ю3	11.9	11.5
Ю4	16.5	17.5

На рис. 37-38 представлены распределения пористости по ГГК-П и ПС для коллекторов пластов Ю₂-Ю₄ скважины №3, по которым определялись средние значения пористости.

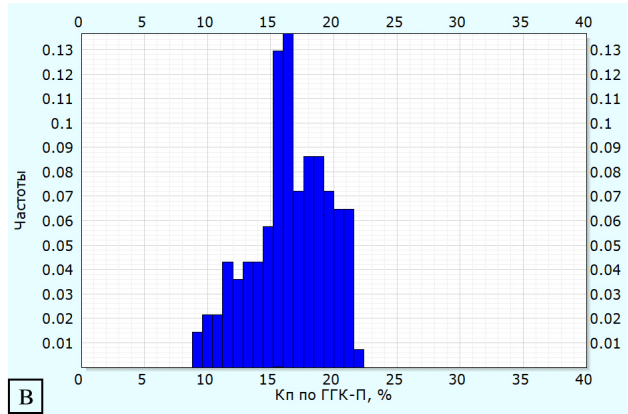
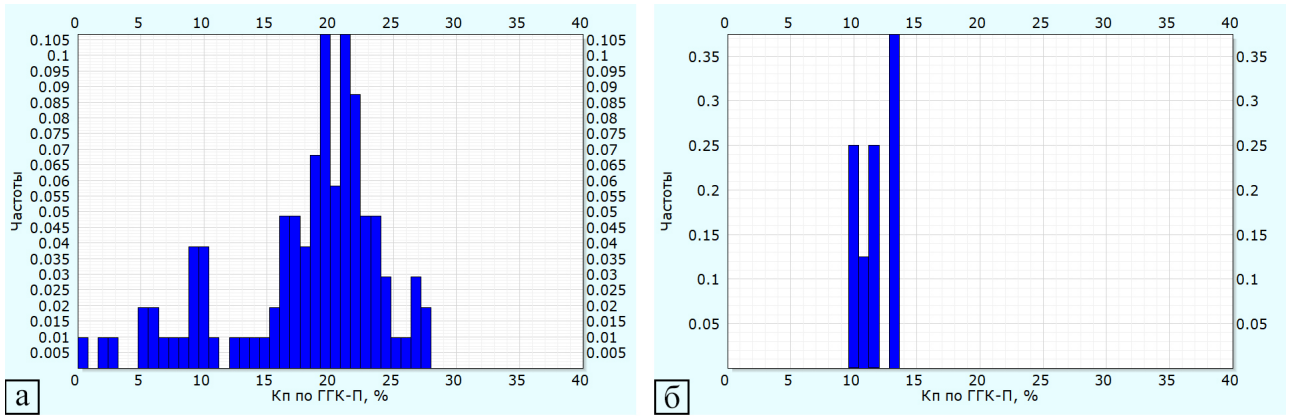


Рисунок 37 Распределение пористости по ГГК-П для коллекторов пластов Ю₂ (а), Ю₃ (б), Ю₄ (в) скважины №3

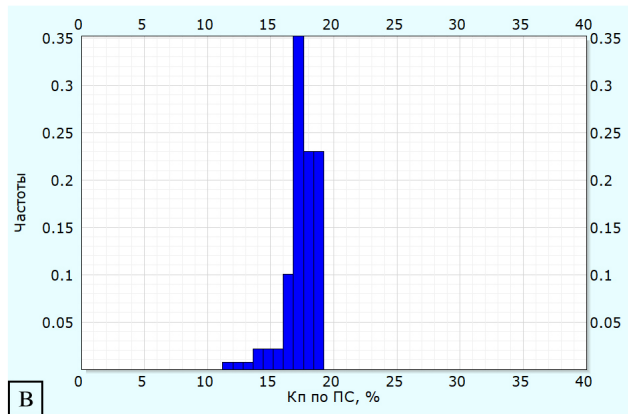
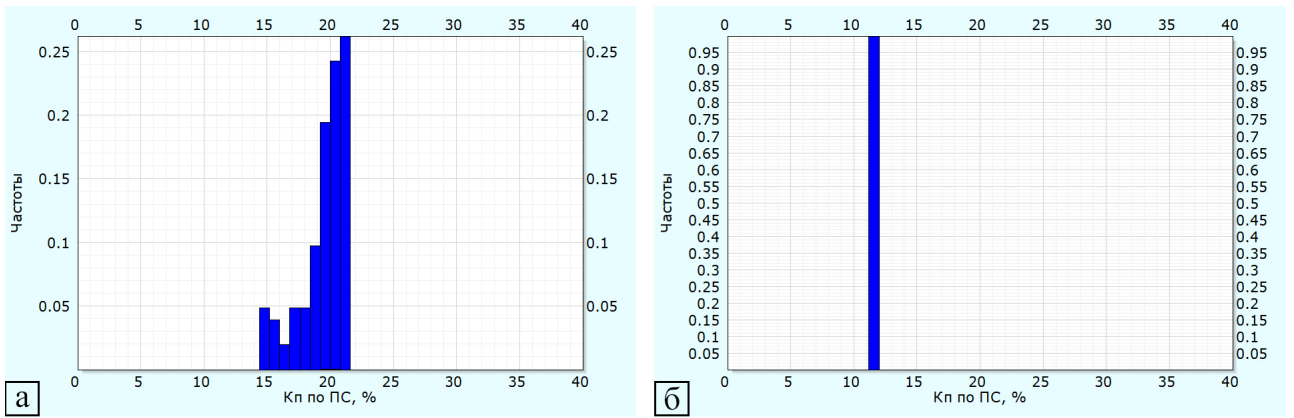


Рисунок 38 Распределение пористости по ПС для коллекторов пластов Ю₂ (а), Ю₃ (б), Ю₄ (в) скважины №3

Для скважины №4 пористость по ГГК-П имела большую сходимость с пористостью по керну по сравнению с пористостью, определенной по ПС и НК. Средние значения пористости по ГГК-П, ПС и НК представлены в табл. 12.

Таблица 12.

Средние значения пористости для коллекторов скважины №4

Пласт	кп по ГГК-П, %	кп по ПС, %	кп по НК, %
Ю2	13.1	18.4	14.2
Ю3	18.2	11.2	18.1
Ю4	12.9	17.7	14.4

На рис. 39-41 представлены распределения пористости по ГГК-П, ПС и НК для коллекторов пластов Ю₂-Ю₄ скважины №4, по которым определялись средние значения пористости.

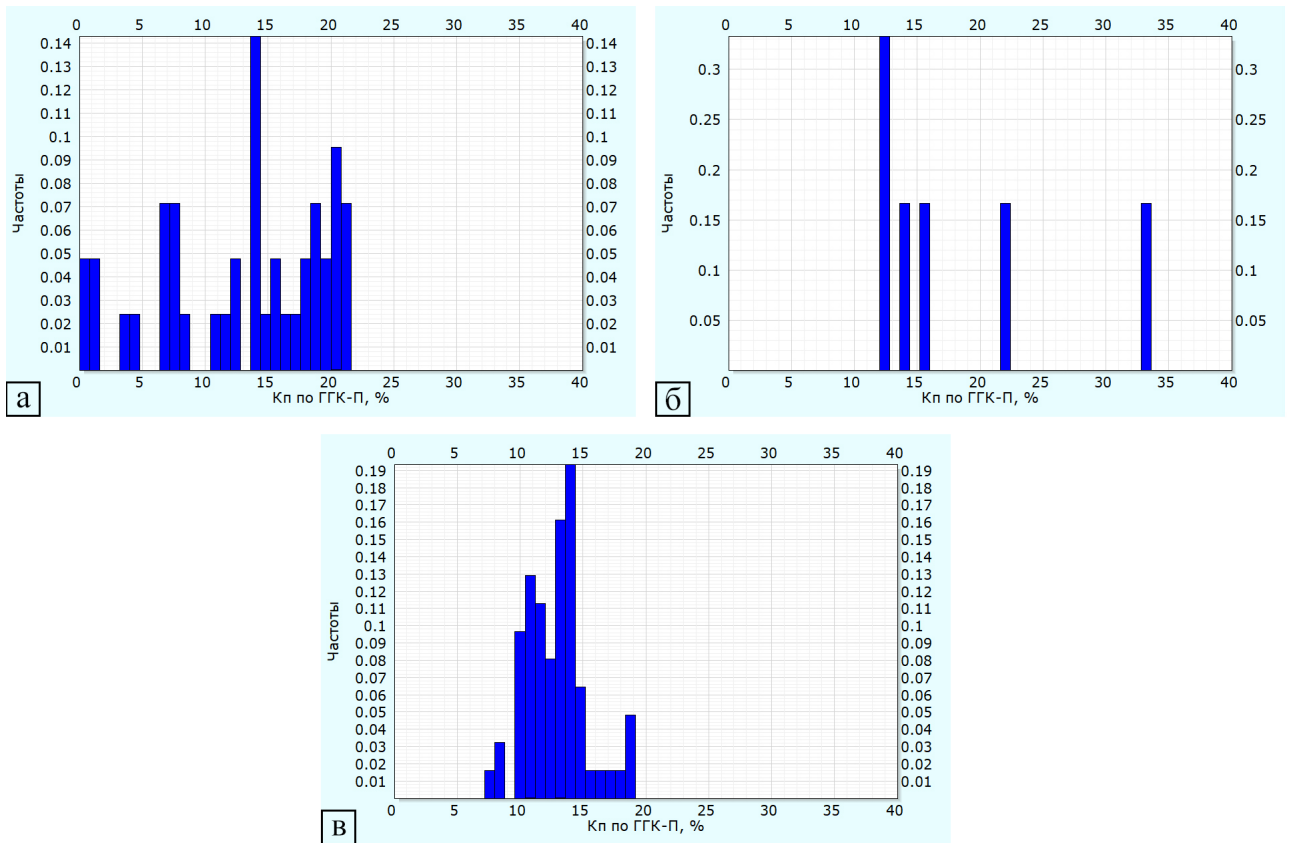


Рисунок 39 Распределение пористости по ГГК-П для коллекторов пластов Ю₂ (а), Ю₃ (б), Ю₄ (в) скважины №4

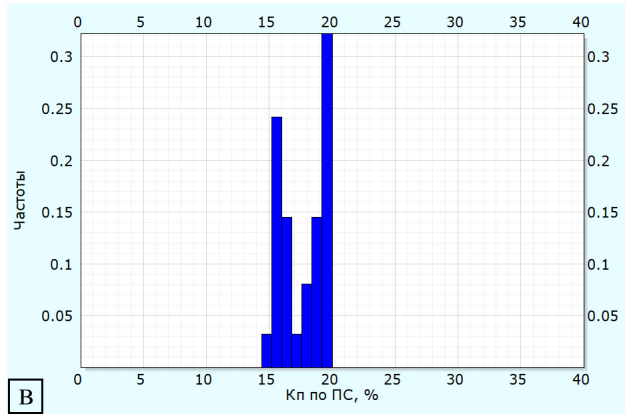
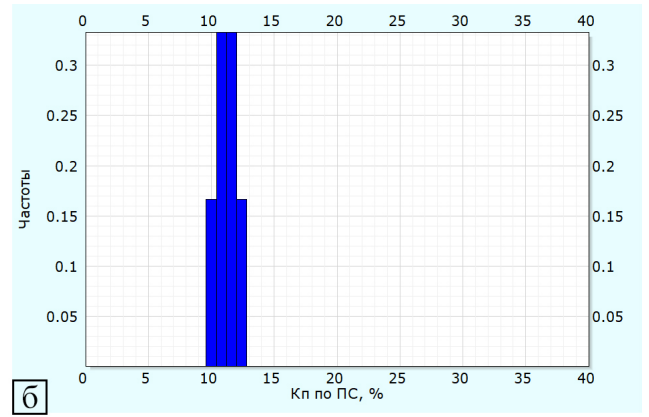
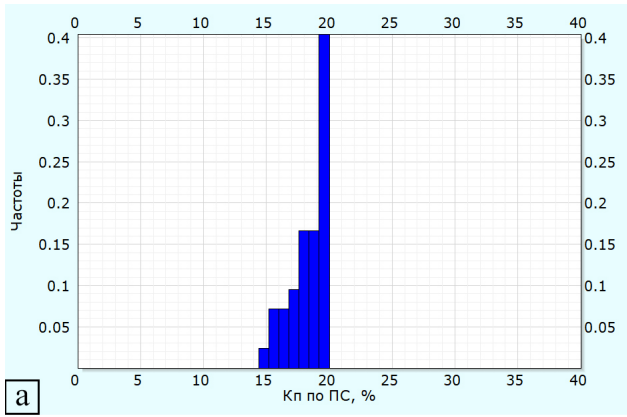


Рисунок 40 Распределение пористости по ПС для коллекторов пластов Ю₂ (а), Ю₃ (б), Ю₄ (в) скважины №4

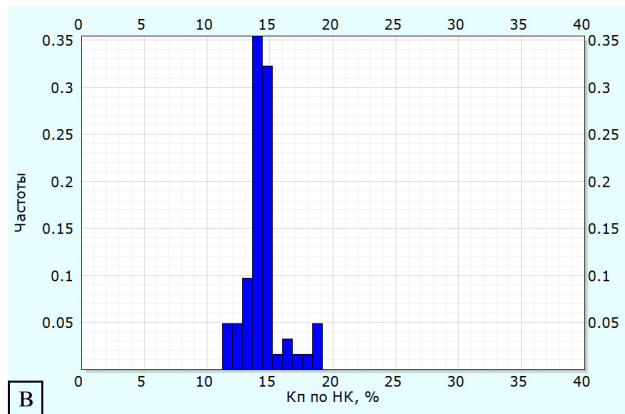
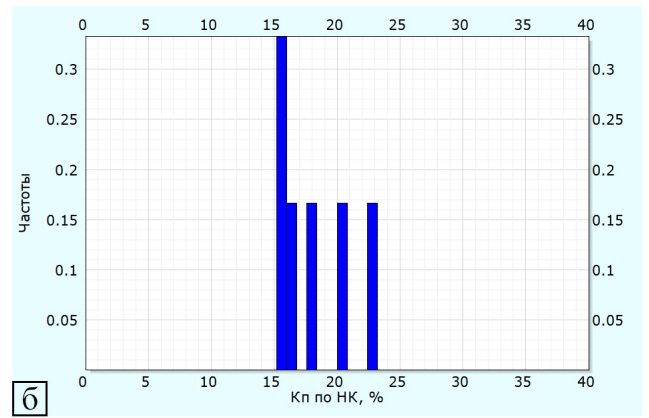
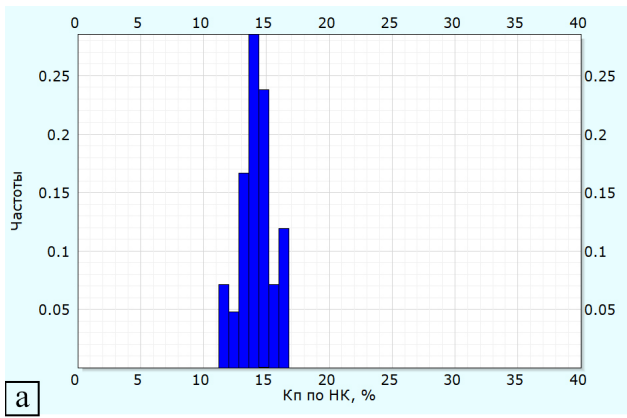


Рисунок 41 Распределение пористости по НК для коллекторов пластов Ю₂ (а), Ю₃ (б), Ю₄ (в) скважины №4

На рис. 42-43 представлены планшеты с кривыми пористости для скважин №3 и №4 и необходимыми для их вычисления кривыми.

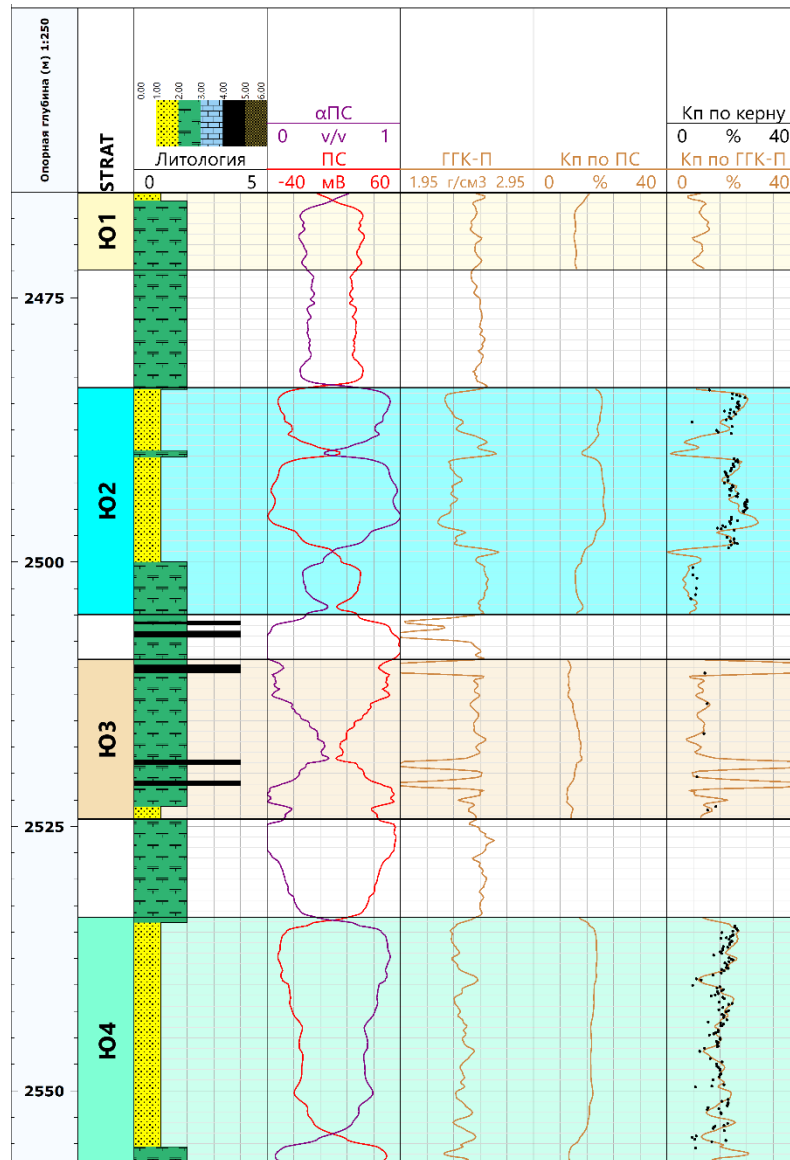


Рисунок 42 Исходные данные и результаты определения пористости по скважине №3

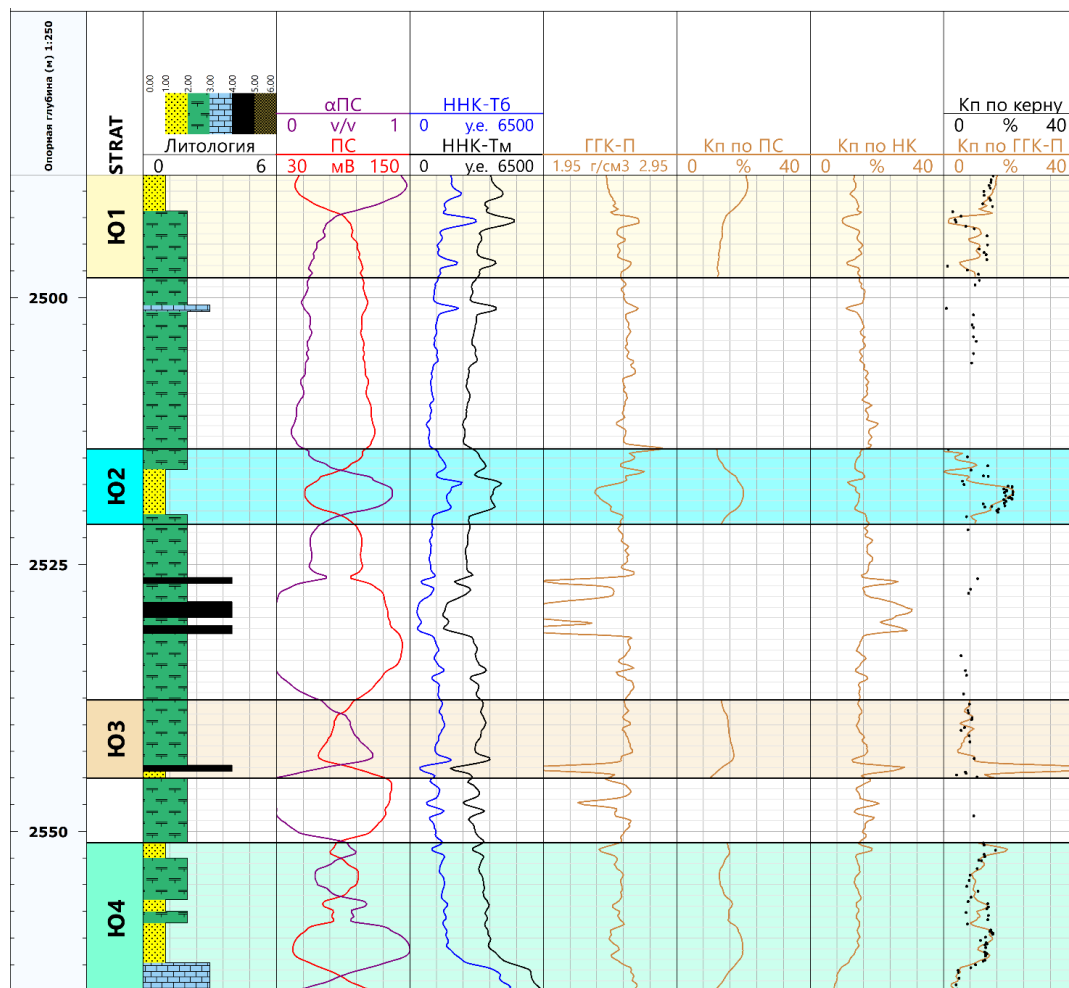


Рисунок 43 Исходные данные и результаты определения пористости по скважине №4

Полученные результаты определения пористости удовлетворяют данным, полученным по петрофизическим исследованиям керна. В табл. 13 представлено сравнение пористости, определенной по ГИС и по керну.

Таблица 13.

Сравнение средних значений пористости, определенной по ГИС и керну

Пласт	кп по ГИС, %	кп по керну, %
Ю2	13.1-18.0	19-22
Ю3	11.9-18.2	13.5-18
Ю4	12.9-16.5	13-21

4.4 Определение проницаемости

Коэффициент проницаемости рассчитывался через установленные с коэффициентом пористости зависимости. Для коллекторов пластов Ю₂ и Ю₄ Усть-Тегусского месторождения использовалась следующая зависимость для $k_{п} \leq 20\%$ (рис. 44) [12]:

$$k_{пр} = 0.00003e^{0.7625k_{п}} \quad (42)$$

В случае $k_{п} > 20\%$ для коллекторов пластов Ю₂ и Ю₄ использовалась следующая зависимость (рис. 44) [12]:

$$k_{пр} = 0.0417e^{0.404k_{п}} \quad (43)$$

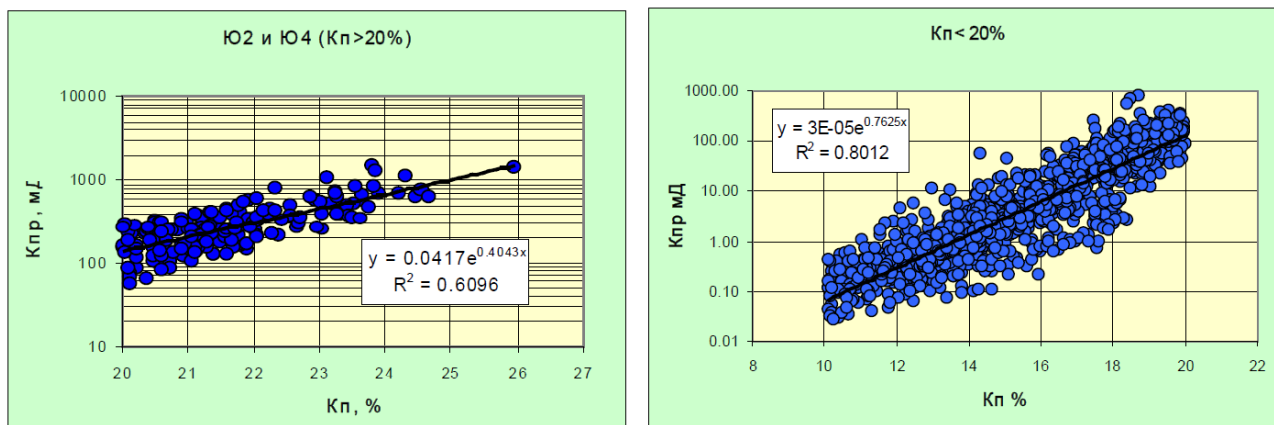


Рисунок 44 Зависимости для оценки проницаемости коллекторов пластов Ю₂ и Ю₄ Усть-Тегусского месторождения при $k_{п} > 20\%$ и $k_{п} \leq 20\%$ [12]

Для коллекторов пласта Ю₃ использовались следующие зависимости (рис. 45) [12]:

$$k_{пр} = 0.0144e^{0.607k_{п.эф}} \quad (44)$$

$$k_{п} = 0.894k_{п.эф} + 7.69 \quad (45)$$

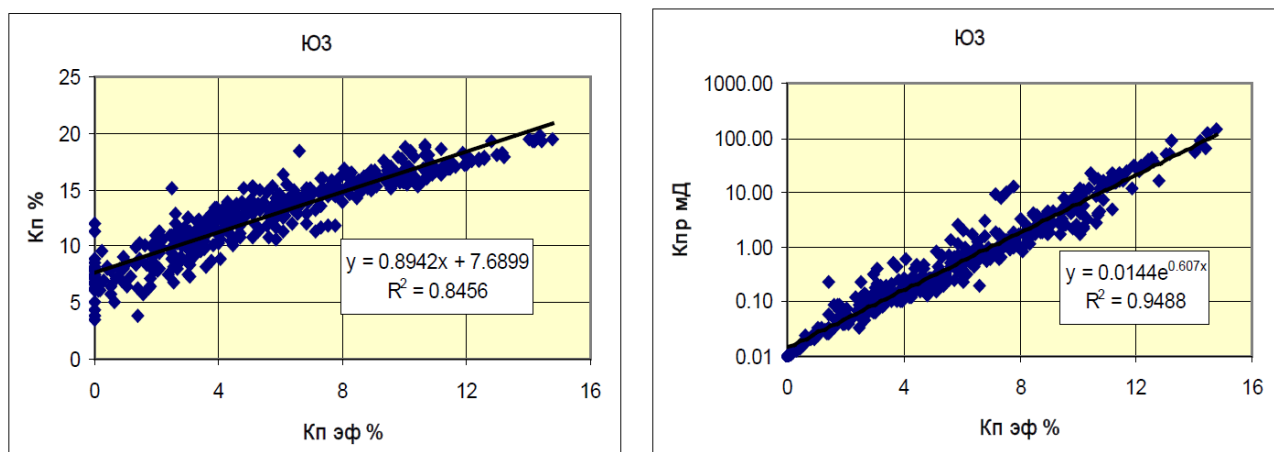


Рисунок 45 Зависимости $k_{п} = f(k_{п.эф})$ и $k_{пр} = f(k_{п.эф})$ для пласта Ю₃ Усть-Тегусского месторождения [12]

Для вычисления проницаемости через зависимость с пористостью для обеих скважин использовалась пористость, определенная по ГГК-П, т.к. она имела наилучшую сходимость с керновыми данными. Сходимость проницаемости, определенной по ГИС, и проницаемости, определенной по керну, оказалась также хорошей. Средние значения проницаемости для скважин №3 и №4 представлены в табл. 14 и 15 соответственно.

Таблица 14.

Средние значения проницаемости для коллекторов скважины №3

Пласт	кпр, мД
Ю2	277.1
Ю3	0.5
Ю4	42.1

Таблица 15.

Средние значения проницаемости для коллекторов скважины №4

Пласт	кпр, мД
Ю2	40.0
Ю3	79.3
Ю4	4.4

На рис. 46-47 представлены распределения проницаемости для коллекторов пластов Ю2-Ю4 скважин №3 и №4, по которым определялись средние значения проницаемости.

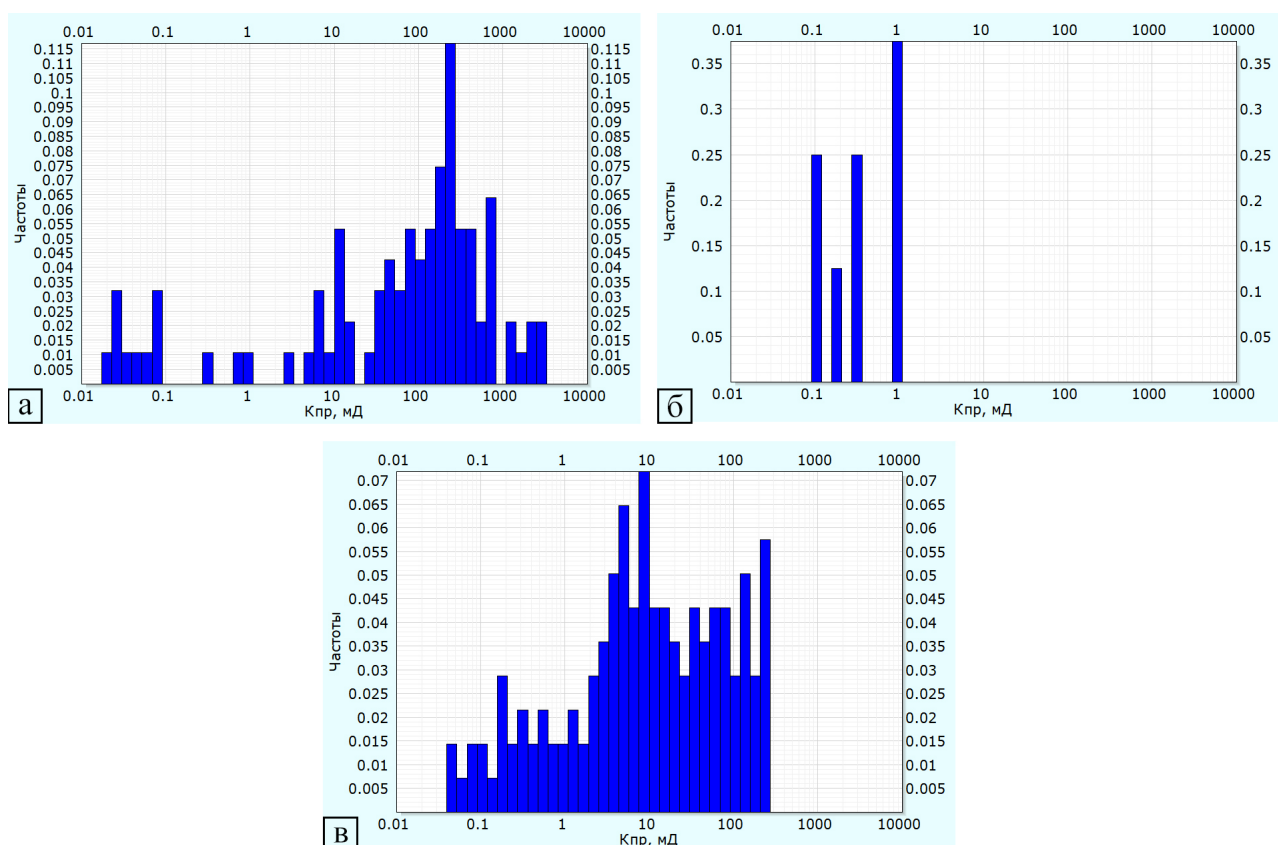


Рисунок 46 Распределение проницаемости для коллекторов пластов Ю₂ (а), Ю₃ (б), Ю₄ (в) скважины №3

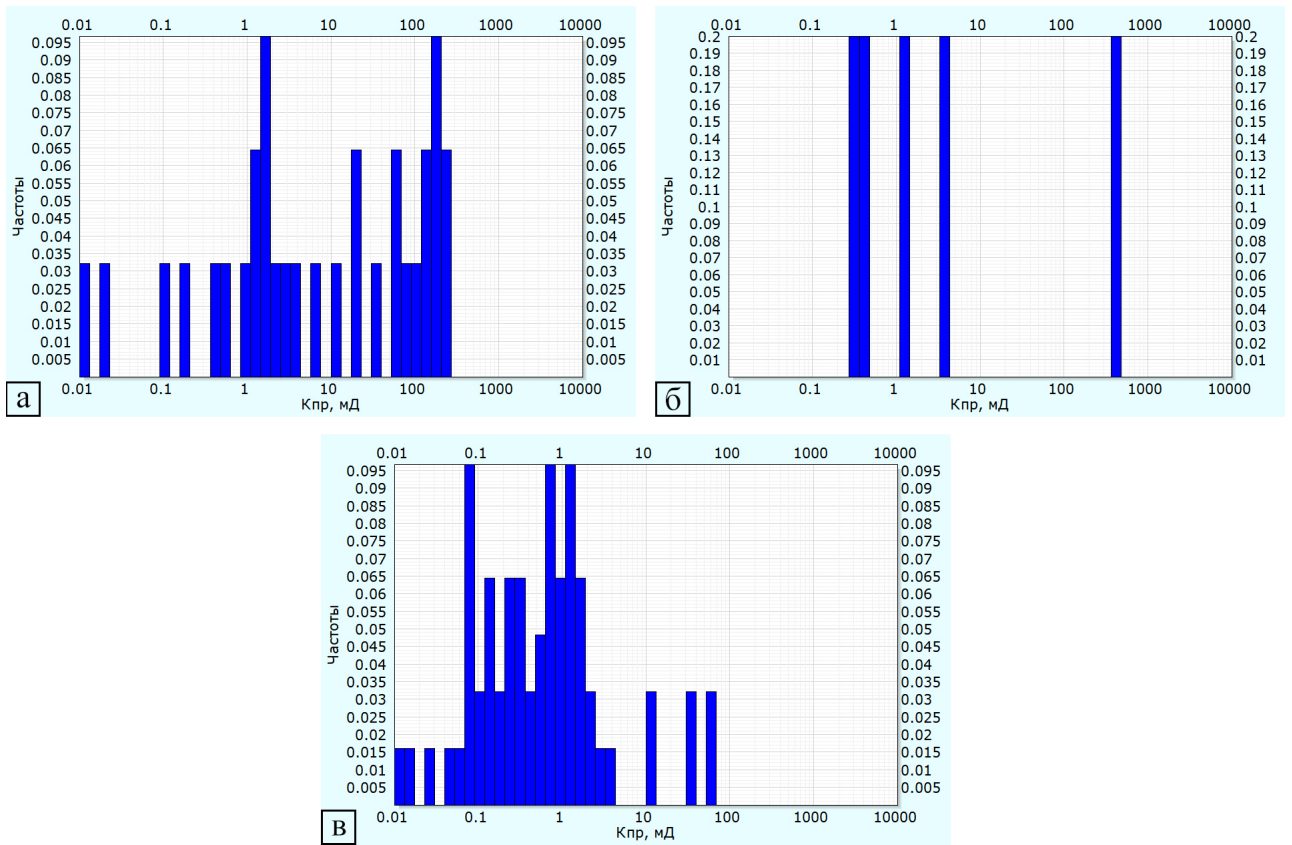


Рисунок 47 Распределение проницаемости для коллекторов пластов Ю₂ (а), Ю₃ (б), Ю₄ (в) скважины №4

На рис. 48-49 представлены планшеты с кривыми проницаемости для скважин №3 и №4 и необходимыми для их вычисления кривыми.

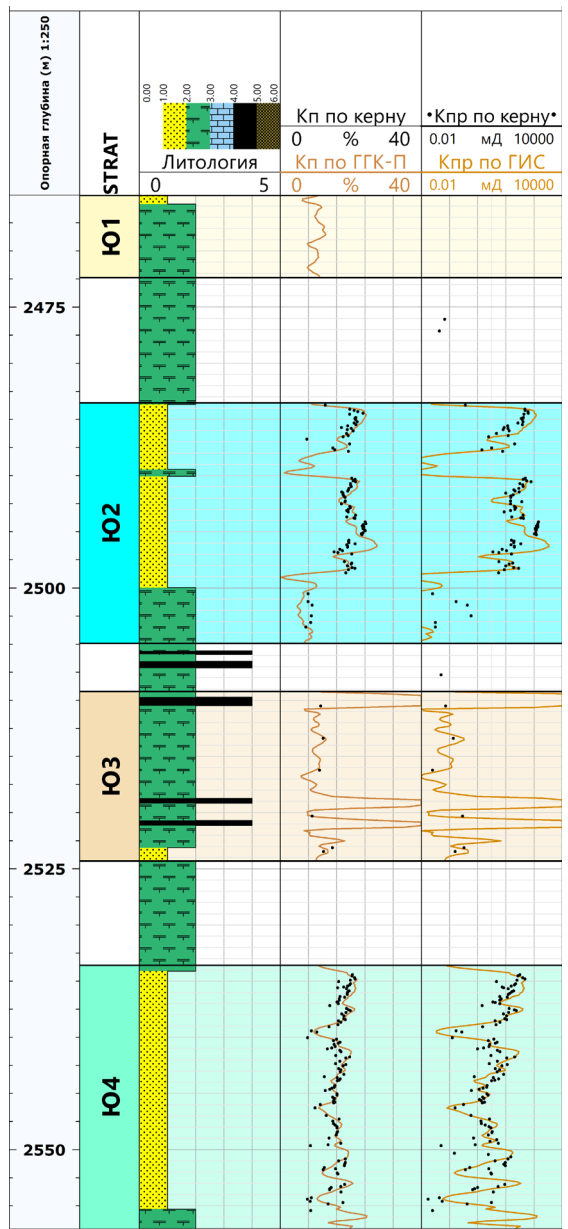


Рисунок 48 Исходные данные и результаты определения проницаемости по скважине №3

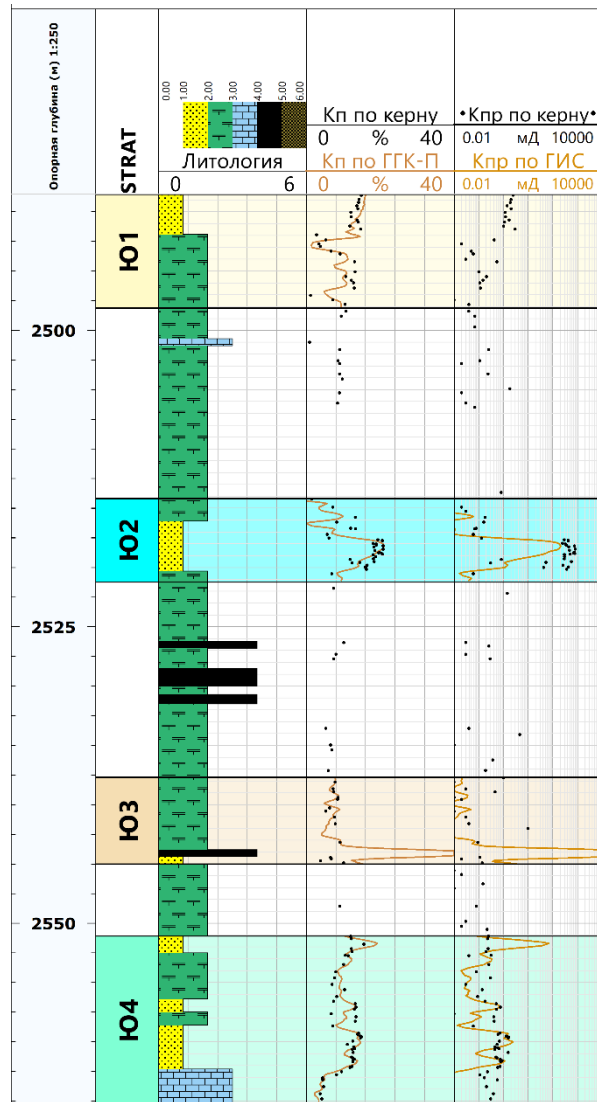


Рисунок 49 Исходные данные и результаты определения проницаемости по скважине №4

Полученные результаты определения пористости удовлетворяют данным, полученным по петрофизическим исследованиям керна. В табл. 16 представлено сравнение проницаемости, определенной по ГИС и керну.

Таблица 16.

Сравнение средних значений проницаемости, определенной по ГИС и керну

Пласт	кпр по ГИС, мД	кпр по керну, мД
Ю2	40-277.1	70-400
Ю3	0.5-79.3	0.7-30
Ю4	4.4-42.1	0.7-12

4.5 Определение коэффициентов водо- и нефтенасыщенности

Для вычисления коэффициента водонасыщенности требовались зависимости P_{II} от k_{II} и P_{II} от $k_{в}$. Для Усть-Тегусского месторождения установлена следующая зависимость P_{II} от k_{II} (рис. 50) [12]:

$$P_H = 9067.6k_{\Pi}^{-2.1237} \quad (46)$$

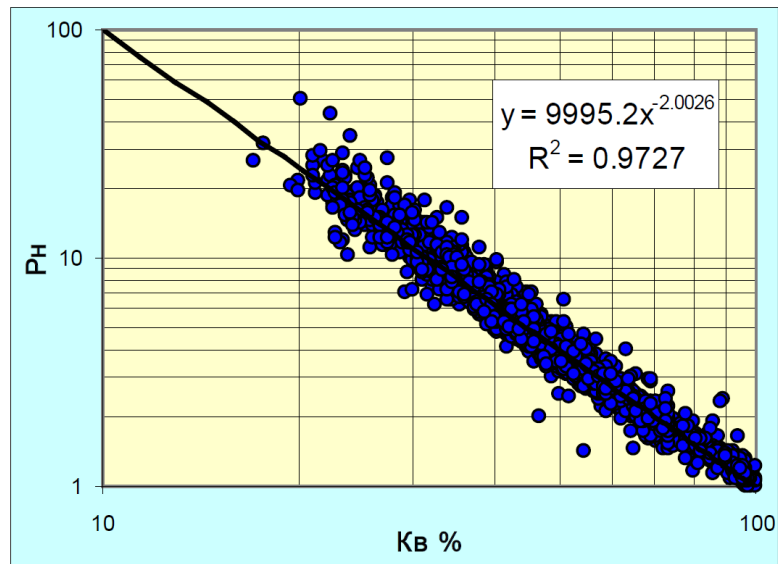


Рисунок 50 Зависимость $P_H = f(k_B)$ для пластов Ю₂, Ю₃, Ю₄ Усть-Тегусского месторождения [12]

Для Усть-Тегусского месторождения установлена следующая зависимость P_H от k_B , (рис. 51) [12]:

$$P_H = 9995.2k_B^{-2.0026} \quad (47)$$

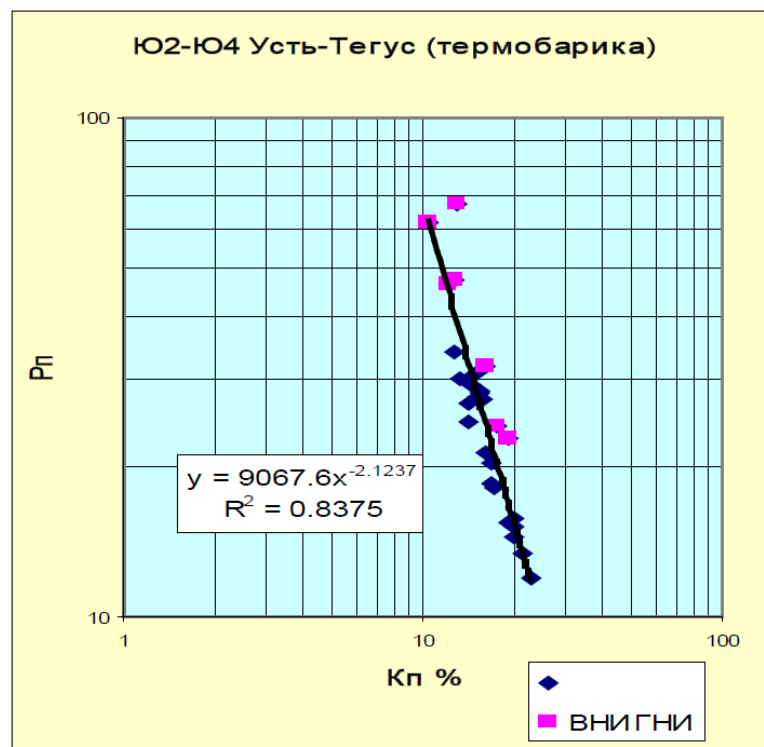


Рисунок 51 Зависимость $P_H = f(k_{\Pi})$ для термобарических условий (с учетом данных ВНИГНИ) по Усть-Тегусскому месторождению [12]

Коэффициент водонасыщенности рассчитывался через уравнение Арчи-Дахнова (33) с использованием данных дальнего зонда ИК и следующих значений:

– $a=0.9067$;

- $m=2.1237$;
- $n=2.0026$;
- $\rho_v=0.239 \text{ г/см}^3$.

Был установлен характер насыщения пластов Ю₂-Ю₄. В скважине №3 пласты Ю₂ и Ю₄ являются преимущественно нефтенасыщенными, а пласт Ю₃ в пределах данной скважины является водонасыщенным. Средние значения коэффициентов водонасыщенности и нефтенасыщенности представлены в табл. 17.

Таблица 17.

Средние значения водонасыщенности и нефтенасыщенности для коллекторов скважины №3

Пласт	кв, %	кн, %
Ю2	79.8	20.2
Ю3	100.0	0.0
Ю4	83.1	16.9

На рис. 52 представлены распределения водонасыщенности для коллекторов пластов Ю₂-Ю₄ скважины №3, по которым определялись средние значения водонасыщенности.

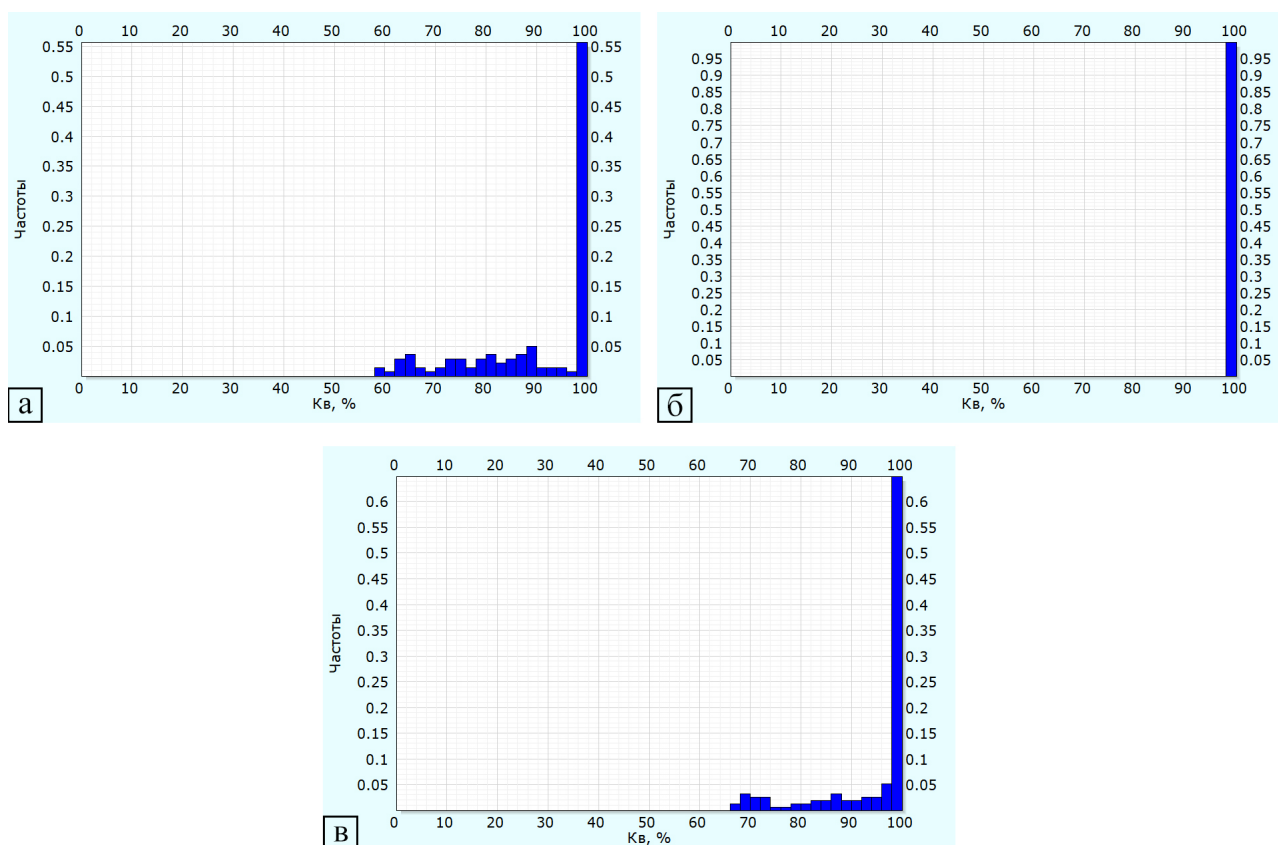


Рисунок 52 Распределение водонасыщенности для коллекторов пластов Ю₂ (а), Ю₃ (б), Ю₄ (в) скважины №4

В скважине №4 пласт Ю₂ является преимущественно нефтенасыщенным. Пласт Ю₃ в пределах данной скважины является водонасыщенным. Пласт Ю₄ является преимущественно

водонасыщенным. Средние значения коэффициентов водонасыщенности и нефтенасыщенности представлены в табл. 18.

Таблица 18.

Средние значения водонасыщенности и нефтенасыщенности для коллекторов скважины №4

Пласт	кв, %	кн, %
Ю2	81.0	19.0
Ю3	100.0	0.0
Ю4	94.3	5.7

На рис. 53 представлены распределения водонасыщенности для коллекторов пластов Ю₂-Ю₄ скважины №4, по которым определялись средние значения водонасыщенности.

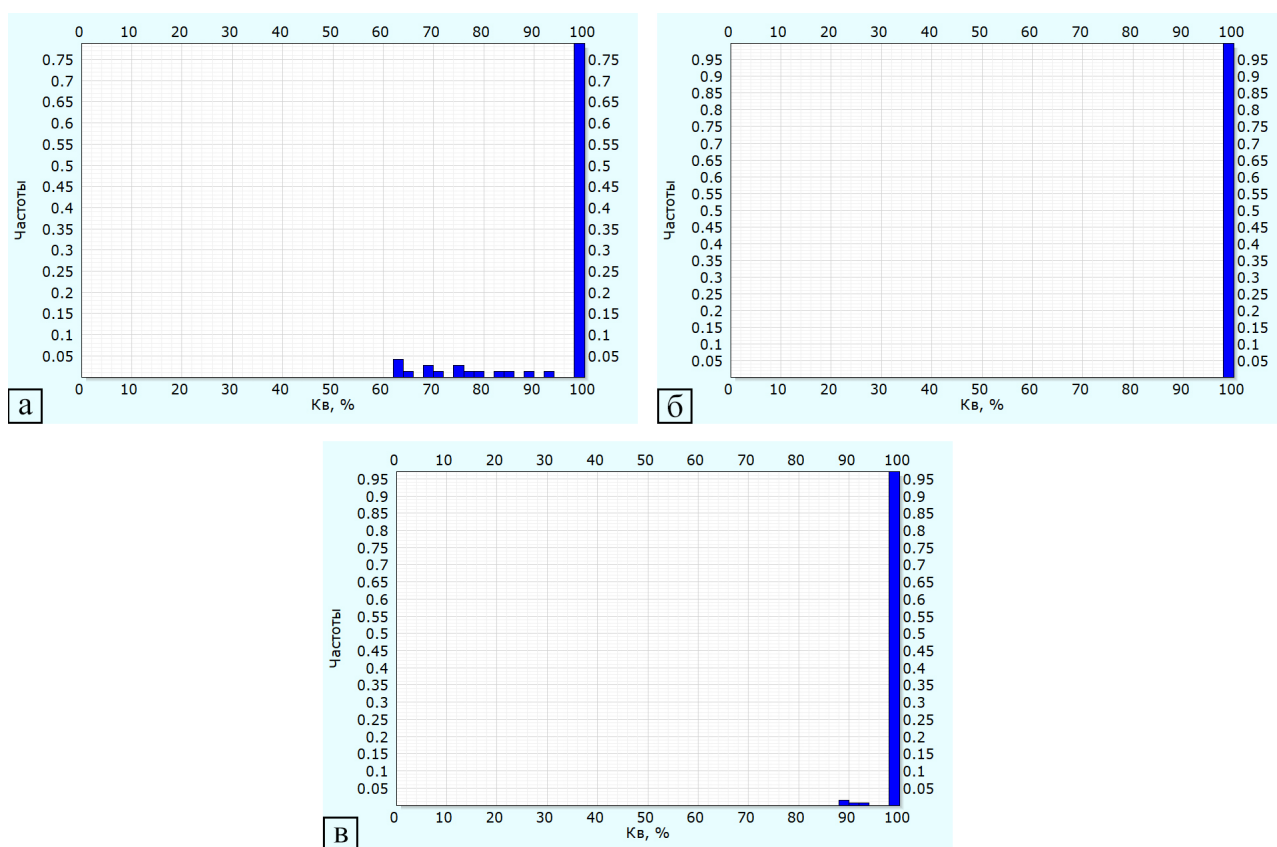


Рисунок 53 Распределение водонасыщенности для коллекторов пластов Ю₂ (а), Ю₃ (б), Ю₄ (в) скважины №4

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Рассмотрены геологические особенности Усть-Тегусского нефтяного месторождения и продуктивных пластов Ю₂, Ю₃, Ю₄ тюменской свиты. Приведено описание применяемых на месторождении методов каротажа: ПС, БК, МКЗ, КС, ИК, ВИКИЗ, ГК, ННК, НГК, ГГК-П, ГГК-С, АК и КВ. Рассмотрены методики и результаты определения параметров коллекторов: пористость, проницаемость, глинистость, насыщенность. В процессе выполнения работы все поставленные задачи решены.

Интерпретация данных каротажа проводилась в программном обеспечении Techlog. В скважинах №3 и №4 Дубравской площади при помощи данных ГК, ПС, ГГК-П, ННК-Т, МКЗ, МБК, ИК и петрофизических зависимостей были выделены интервалы пород, в том числе коллекторов, и рассчитаны коэффициенты пористости, проницаемости, глинистости и нефтенасыщенности.

Коэффициент глинистости был рассчитан по данным методов ПС и ГК. Для пласта Ю₂ средние значения глинистости по ПС составили 16.8-25.3%, для пласта Ю₃ – 79-84.7%, для пласта Ю₄ – 21.3-24.1%. Для пласта Ю₂ средние значения глинистости по ГК составили 16.5-16.6%, для пласта Ю₃ – 49.3-74.5%, для пласта Ю₄ – 10.7-34.8%.

В скважине №3 коэффициент пористости был рассчитан по данным методов ГГК-П и ПС. В скважине №4 коэффициент пористости был рассчитан по данным методов ГГК-П, ПС и НК. Наибольшую сходимость с кернавыми данными в обеих скважинах показала пористость по ГГК-П. Для пласта Ю₂ средние значения пористости составили 13.1-18%, для пласта Ю₃ – 11.9-18.2%, для пласта Ю₄ – 12.4-16.5%.

Коэффициент проницаемости был рассчитан по установленной петрофизической зависимости с коэффициентом пористости. Для пласта Ю₂ средние значения проницаемости составили 40-277.1 мД, для пласта Ю₃ - 0.5-79.3 мД, для пласта Ю₄ - 4.4-42.1 мД.

Коэффициент водонасыщенности был рассчитан по формуле Арчи-Дахнова с использованием данных ИК. Для пласта Ю₂ средние значения водонасыщенности составили 79.8-81%, для пласта Ю₃ – 100%, для пласта Ю₄ – 83.1-94.3%. Соответственно, для пласта Ю₂ средние значения нефтенасыщенности составили 19-20.2%, для пласта Ю₃ – 0%, для пласта Ю₄ – 5.7-16.9%.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

Опубликованная литература:

1. Вендельштейн Б. Ю., Резванов Р. А. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов (при подсчете запасов и проектировании разработки месторождений). М., "Недра", 1978, 318 с.
2. Дахнов В. Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. М.: Недра, 1982. 448 с.
3. Ивакин Б. Н., Карус Е. В., Кузнецов О. Л. Акустический метод исследования скважин. М.: Недра, 1978. 350 с.
4. Итенберг С. С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин: учеб. пособие для вузов. М.: Недра, 1987. 375 с.
5. Комаров С. Г. Геофизические методы исследования скважин. М.: Недра, 1973. 367 с.
6. Латышова М.Г., Мартынов В.Г., Соколова Т.Ф. Практическое руководство по интерпретации данных ГИС: Учеб. пособие для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. – 327 с.
7. Меркулов В.П. Геофизические исследования скважин: учебное пособие. Томск: Изд-во ТПУ, 2008, 139 с.
8. Мейер В. А. Геофизические исследования скважин. Л.: Изд-во ЛГУ, 1980. 464 с.
9. Сараев А.К. Каротаж при изучении нефтегазоносных коллекторов: учеб. пособие. СПб: Изд-во С.-Петербур. ун-та, 2021, 158 с.
10. Технология исследования нефтегазовых скважин на основе ВИКИЗ. Методическое руководство / ред. М. И. Эпов, Ю. Н. Антонов. Новосибирск: НИЦ ОИГТМ СО РАН, Изд-во СО РАН, 2000. 121 с.

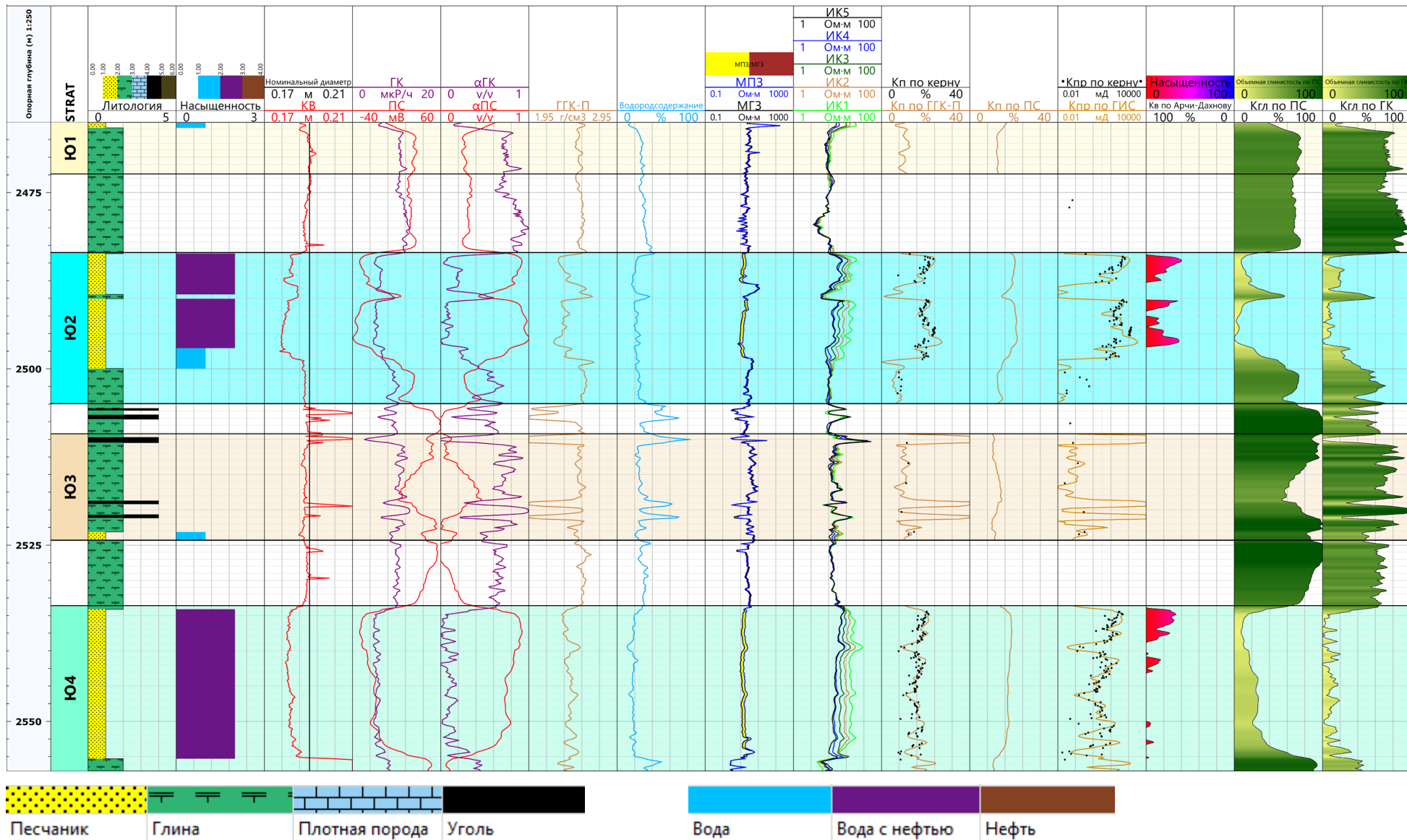
Фондовая литература:

11. Создание петрофизической модели и методики интерпретации геофизических исследований скважин. Методические указания. М.: ОАО «Роснефть», 2010. 72 с.
12. Технологическая схема разработки Усть-Тегусского нефтяного месторождения. 3 книги и 2 папки. Книга 1. Тюмень, 2011, 267 с.
13. Шиманский С.В. Курс лекций «Осадочные бассейны», 2021.

Электронные ресурсы:

14. Сайт oilfieldteam.com. Caliper logs. Режим доступа: <https://oilfieldteam.com/en/a/learning/caliper-logs> Дата обращения: 23.01.2022.
15. Сайт rosneft.ru. Усть-Тегусскому месторождению «РН-Уватнефтегаза» исполняется 30 лет. Режим доступа: <https://www.rosneft.ru/press/news/item/204655> Дата обращения: 20.11.2021.
16. Сайт studbooks.net. Методы плотностного и селективного гамма-гамма каротажа. Режим доступа: https://studbooks.net/1753056/geografiya/metod_selektivnogo_gamma_gamma_karotazha Дата обращения: 23.01.2022.
17. Сайт studfile.net. Режим доступа: https://studfile.net/html/2706/160/html_142jxaoZgq.yvU_/img-J3s2Xi.jpg Дата обращения: 20.11.2021.
18. Сайт studopedia.net. Режим доступа: <https://konspekta.net/studopedianet/baza3/309012784913.files/image084.gif> Дата обращения: 23.01.2022.

**ПРИЛОЖЕНИЕ 1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ И РЕЗУЛЬТАТЫ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ГИС ПО СКВАЖИНЕ №3
ДУБРАВСКОЙ ПЛОЩАДИ**



ПРИЛОЖЕНИЕ 2. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ И РЕЗУЛЬТАТЫ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ГИС ПО СКВАЖИНЕ №4
ДУБРАВСКОЙ ПЛОЩАДИ

