

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов
Специальность Технология геологической разведки
Кафедра Геофизики

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы
Геофизические исследования скважин с целью оценки фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов на Верх-Тарском месторождении нефти (Новосибирская область)

УДК 553.982:550.83:552.578.2.061.4.08(571.14)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2212	Калюжный Иван Сергеевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Гаврилова А.С.			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По геологической части

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Поцелуев А.А.	доктор г.-м- н.		

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Кочеткова О. П.			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Задорожная Т. А.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Исполняющий обязанности	Гусев Е.В.	к. г.-м. н		

Томск – 2016 г.

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов
Направление подготовки (специальность) Технология геологической разведки
(Геофизические методы исследования скважин)
Кафедра геофизики

УТВЕРЖДАЮ:
И. о. Зав. кафедрой

(Подпись) _____ Е.В. Гусев
(Дата)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Дипломного проекта <small>(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)</small>

Студенту:

Группа	ФИО
2212	Калюжному Ивану Сергеевичу

Тема работы:

Геофизические исследования скважин с целью оценки фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов на Верх-Тарском месторождении нефти (Новосибирская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Материалы, собранные во время производственной преддипломной практики на предприятии ОАО «Сибнефтегеофизика» «СОМГЭИС»
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none">1. Географо-экономический очерк района.2. Краткая геолого-геофизическая изученность3. Геологическое строение района4. Физические свойства горных пород и петрофизические комплексы5. Анализ результатов геофизических работ прошлых лет6. Проектная часть7. Специальная часть8. Социальная ответственность при проведение геофизических работ9. Организационно-экономический раздел

Перечень материала	графического	<ol style="list-style-type: none"> 1. Расположения Верх-Тарского месторождения Сводный геологический разрез 2. Сводный геологический разрез 3. Фрагмент тектонической карты Западно-Сибирской плиты 4. Корреляционная схема по скважинам Верх-Тарской площади. 5. Зависимость Сгл от суммы алевритовой и глинистой фракций 6. Зависимость Кво от суммы алевритовой и глинистой фракций 7. Зависимость Кво от медианного размера зерна Md 8. Зависимость коэффициента пористости Кп от суммы алевритовой и глинистой фракций 9. Зависимость коэффициента пористости Кп от коэффициента глинистости Сгл 10. Зависимость коэффициента проницаемости Кпр от коэффициента пористости Кп 11. Зависимость коэффициента проницаемости Кпр от коэффициента остаточной водонасыщенности Кво 12. Схематическая карта глинистости продуктивного горизонта Ю1-1 Верх-Тарского месторождения 13. Схематическая карта проницаемости продуктивного горизонта Ю1-1 Верх-Тарского месторождения 14. Схематическая карта нефтенасыщенности продуктивного горизонта Ю1-1 Верх-Тарского месторождения 15. Соотношение пористости пород и гамма-активности 16. Палетка определения водородосодержания по ННК 17. Характеристика пласта Ю1-1 по ГИС скв.14 Верх-Тарского месторождения 18. Характеристика пласта Ю1-1 по ГИС скв.12 Верх-Тарского месторождения
-------------------------------	---------------------	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Геологическая часть	Поцелуев Анатолий Алексеевич
Экономическая часть	Кочеткова Ольга Петровна
Социальная ответственность	Задорожная Татьяна Анатольевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Реферат	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Гаврилова Анна Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2212	Калюжный Иван Сергеевич		

РЕФЕРАТ

Целью дипломной работы является оценка фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов на Верх-Тарском месторождении нефти.

Данный дипломный проект включает общую, проектную, специальную, технико-экономическую и часть, в которой рассмотрены вопросы производственной и экологической безопасности при проведении геофизических работ.

Общая часть содержит сведения о географическом положении, климатических и геологических условиях района, на территории которого расположено месторождение. В ней также приведены физические свойства и петрофизические характеристики горных пород, петрофизические характеристики залежей Верх-Тарского месторождения, анализ результатов проведенных ранее работ.

Проектная часть включает в себя выбор участка работ, априорная ФГМ объекта и задачи работ, выбор методов и обоснование геофизического комплекса, методика и техника полевых работ, метрологическое обеспечение проектируемых работ, камеральные работы, интерпретация геофизических данных.

В специальной части рассмотрен продуктивный пласт Ю1-1, литолого-петрофизическая характеристика, геолого-геофизическая характеристика, петрофизические зависимости, использованные при количественной интерпретации данных ГИС, зависимости для расчетов коэффициентов нефтенасыщенности пласта, нижние пределы «коллектор-неколлектор» по данным керна, технологии проведения ГИС, результаты определения подсчетных параметров пласта Ю1-1.

Часть финансовый менеджмент посвящена методическим вопросам, сопровождающихся с геофизическими работами, расчет стоимости проекта.

В части социальная ответственность рассмотрены вредные и опасные факторы при выполнении геофизических работ и предложены мероприятия по безопасности в чрезвычайных ситуациях и охране окружающей среды.

Объем работы: 120 страницы печатного текста, 22 таблиц, 24 рисунка, включая приложения.

ESSAY

The graduation paper addresses the issues of open - hole logging technique selection for investigations in Verh-Tarskoe oil field.

The paper contains the following parts: general information, a project and a theoretical overview, a feasibility study as well as the part which considers industrial and environmental safety concerns in course of well-logging operations.

The general part contains information about the geographical position, the climatic and geological conditions of the area, which is located on the territory of the field. It also shows the physical properties and petrophysical characteristics of rocks, petrophysical characteristics of deposits Verh-Tarski field analysis of the results of work carried out previously.

The design part includes a selection of works site priori FGM object and objectives, the choice of methods and geophysical study of the complex, methods and techniques of field work, metrological provision of the projected works, cameral work, interpretation of geophysical data.

Considered harmful and dangerous factors in carrying out geophysical work and proposed measures for the safety of emergency and environmental protection.

Final qualifying work: 120 pages of printed text, 22 tables, 24 figures, including applications.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	7
2 ПРОЕКТНАЯ ЧАСТЬ.....	8
2.1 ВЫБОР УЧАСТКА РАБОТ	8
2.2 КОМПЛЕКС ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ	10
2.3 МЕТОДИКА И ТЕХНИКА ГЕОФИЗИЧЕСКИХ РАБОТ.....	13
2.4 МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ.....	17
2.5 ТОПОГРАФИЧЕСКИЕ РАБОТЫ.....	19
2.7. ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ	19
3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ.	24
3.1 ЛИТОЛОГО-ПЕТРОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТА Ю1-1	24
3.2 ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛАСТА Ю1-1	29
3.3 ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ ЗАВИСИМОСТИ, ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ ПРИ КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ГИС	34
3.4 ЗАВИСИМОСТИ ДЛЯ РАСЧЕТОВ КОЭФФИЦИЕНТОВ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ ПЛАСТА	37
3.5 НИЖНИЕ ПРЕДЕЛЫ «КОЛЛЕКТОР-НЕКОЛЛЕКТОР» ПО ДАННЫМ КЕРНА.....	38
3.6 ТЕХНОЛОГИИ ПРОВЕДЕНИЯ ГИС	38
3.7 РЕЗУЛЬТАТЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОДСЧЕТНЫХ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТА Ю1-1	44
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	49

ВВЕДЕНИЕ

Рассматриваемое в настоящей работе Верх-Тарское месторождение нефти самое южное и наиболее крупное на юго-востоке Западно-Сибирского нефтегазоносного района, территориально расположено в Северном районе Новосибирской области. Извлекаемые балансовые запасы Верх-Тарского месторождения составляют — 32 миллиона тонн нефти, геологические — 68 миллионов тонн нефти. Одной из особенностей Верх-Тарского нефтяного месторождения является удаленность от всех коммуникаций, что

создает главную сложность при освоении запасов углеродного сырья в Новосибирской области. Добываемая на Верх-Тарском месторождении нефть по своим свойствам очень близка к марке «Brent». Верх-Тарская нефть характеризуется высоким качеством с минимальным количеством примесей. Нефть — малопарафинистая, малосернистая. При переработке Верх-Тарской нефти выход светлых фракций на 25 % выше, чем в среднем по России

Проект состоит из пяти частей: общей, проектной, специальной, финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и социальная ответственность, в которой рассмотрены производственная и экологическая безопасность при проведении геофизических работ.

В общей части приводится географо-экономической очерк района работ, изложено геологическое строение с описанием стратиграфии, тектоники и нефтегазоносности. Приводятся данные о геолого-геофизической изученности района, физических свойствах пород разреза, а так же проведен анализ результатов геофизических исследований скважин прошлых лет.

В проектной части обосновывается выбор участка работ, применяемый комплекс геофизических методов, описывается методика и техника проведения геофизических исследований в скважинах и интерпретация геофизических данных.

Специальная часть проекта посвящена детальному описанию продуктивного горизонта Ю1-1.

2 ПРОЕКТНАЯ ЧАСТЬ

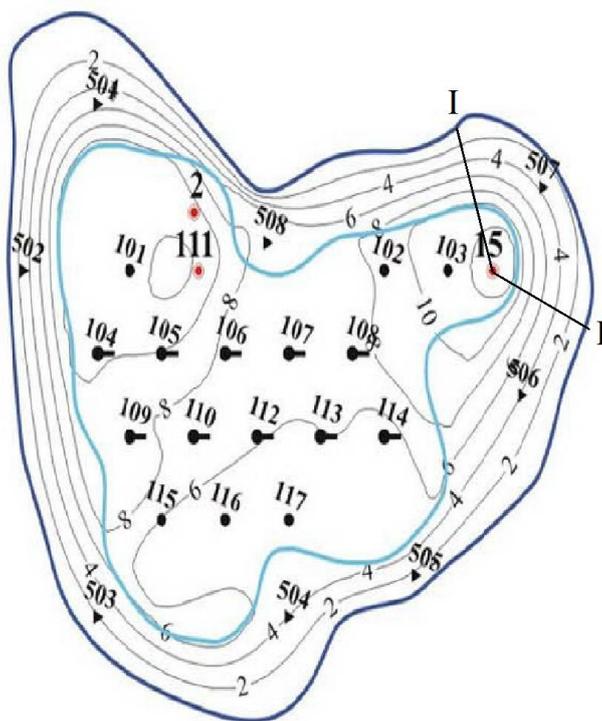
2.1 Выбор участка работ

Проектом предусматривается проведение ГИС в скважине, пробурена на южном погружении структуры (район скв.15) в контуре принятого ВНК. Бурение скважины

проектируется глубиной 2620 м с забоем в тюменских отложениях (рис.8). Участок характеризуется пониженной плотностью скважин. Исследованиями предполагается уточнить положение ВНК с целью увеличения площади нефтеносности и запасов по категории С1.

Условные обозначения:

-  внешний контур нефтеносности
-  внутренний контур нефтеносности
-  добывающая вертикальная скважина (проектная)
-  добывающая горизонтальная скважина (проектная)
-  нагнетательная скважина (проектная)
-  разведочная скважина



Масштаб
1:100000

Рисунок 6. Схема размещения проектной скважины №32 Верх-Тарского месторождения

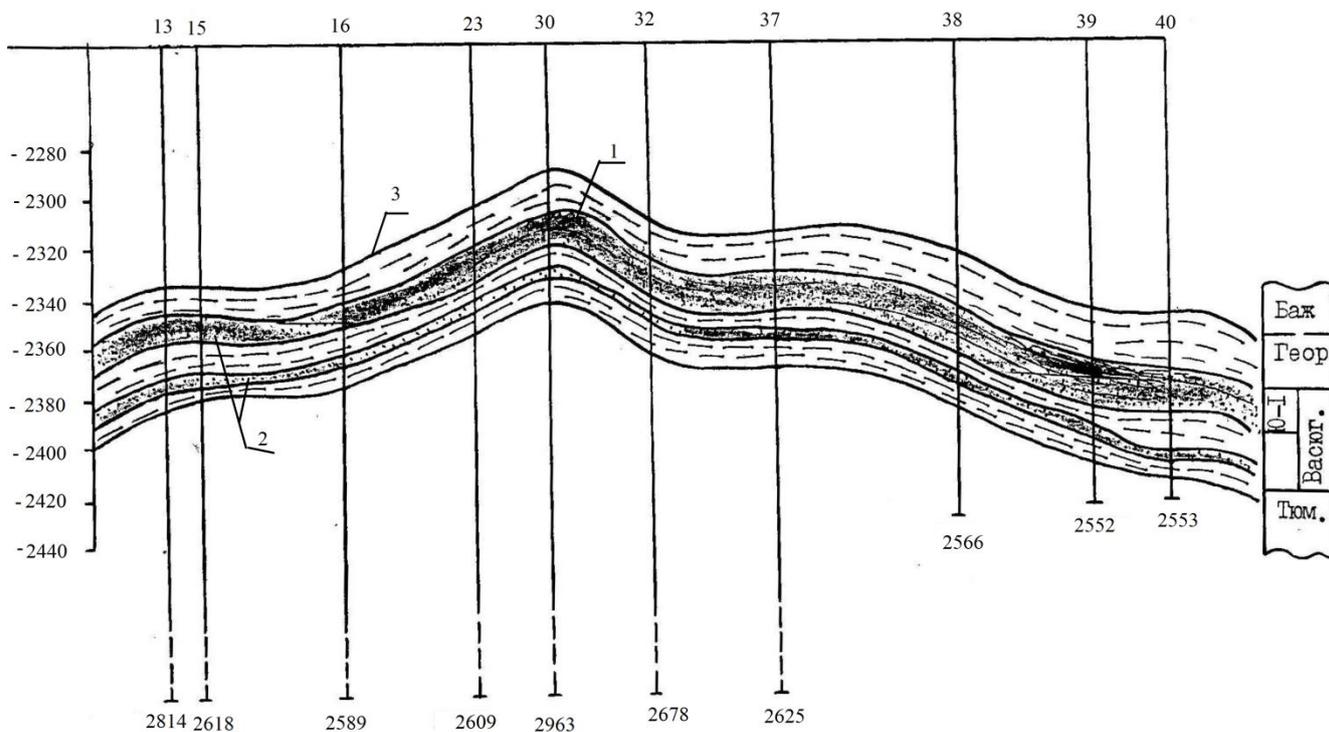


Рисунок 7. Положение проектной скважины № 32 на разрезе I-I
1– Нефть, 2–ВНК, 3– Подошва баженовской свиты.

На запроектированном участке работ перед ГИС стоят следующие геологические задачи:

- 1) Литологическое расчленение разреза;
- 2) Выделение коллекторов;
- 3) Оценка фильтрационно–емкостных свойств (ФЕС) коллекторов;
- 4) Оценка характера насыщения коллекторов;
- 5) Определение водонефтяного, газонефтяного и газоводяного контактов.

Поставленные геологические задачи решаются с помощью следующих геофизических методов: ПС, БК, МКЗ, БКЗ, ИК, ВИКИЗ, ГК, НКТ, АК, кавернометрия, ризистивиметрия.

2.2 Комплекс геофизических исследований

Выбор методов комплекса ГИС основывается на поставленных геологических задач таких как:

- литологическое расчленение разреза, с последующей его корреляцией;
- выделение коллекторов;

- оценка фильтрационно-ёмкостных свойств пластов (пористости, глинистости, проницаемости);
- оценка характера насыщения коллекторов;
- определение ВНК (водонефтяного), ГНК (газонефтяного), ГВК (газоводяного контакта);

Задача литологического расчленения разреза решается при условии дифференциации пород, слагающих разрез, по физическим свойствам. К таковым можно отнести удельное электрическое сопротивление (УЭС), поляризационные свойства, плотностные свойства, акустические свойства, естественная радиоактивность пород и др. В песчано-глинистом разрезе Верх-Тарского месторождения задачу расчленения и определения литологического состава разреза можно решить, применяя следующие методы геофизических исследований скважин: ПС, КС, БКЗ, d_c , ИК и др.

Основными дифференцирующими признаками для литологического расчленения разреза и выделения коллекторов являются: сужение ствола скважины против пласта коллектора вследствие образования глинистой корки, которая фиксируется на кавернограмме, наличие радиального градиента сопротивления, устанавливаемого по данным электрических методов с различной глубиной исследования (БКЗ), образование отрицательной аномалии ПС, сравнительно высокая естественная радиоактивность глин и низкая песчаников.

Дополнительным признаком коллектора будет являться расхождение показаний МБК и БК. Выше перечисленные методы могут применяться для большинства поставленных задач. В дополнении к ним для определения характера насыщения коллектора водонефтяного, газонефтяного и газоводяного контактов необходимо будет применение методов акустического каротажа (АК), высокочастотного индукционного зондирования (ВИКИЗ), нейтронного каротажа (НКТ).

Таким образом, в зоне продуктивных пластов в масштабе глубин 1:200, проектируется комплекс ГИС следующего состава:

- БКЗ+ПС для изучения радиального градиента УС вдоль диаметра зоны проникновения и расчленения литологического разреза;
- МБК для определения УС промытой зоны, толщины глинистой корки с целью уточнения местоположения границ коллектора;
- БК для изучения зоны проникновения и уточнения границ пластов;
- ИК+ВИКИЗ для определения электропроводности пластов при слабопроводящей промывочной жидкости;

- Кавернометрия (КВ) для определения кавернозности ствола скважины;
- ГК, НКТ для определения насыщенности коллектора водонефтяного контакта, пористости и др.;
- АК для выделения высокопористых участков разреза, газонасыщенных участков коллектора, газонефтяного контакта и др.

Данный комплекс составлен на основании обязательного стандартного комплекса ГИС применяемого с учетом опыта ранее проведенных работ методом ГИС в данном районе.

2.3 Методика и техника геофизических работ

Геофизические работы в исследуемой скважине выполняются согласно выбранного комплекса методов. Этот комплекс согласуется с заказчиком, при этом составляется план работ, в котором указывается: цель работ, решаемые задачи, геолого-технические характеристики скважины и технология проведения работ.

Первоначальным при геофизических работах в скважинах производится:

- I. Эталонировка и настройка геофизической аппаратуры на базе.
- II. Перед измерением в скважине геофизических параметров производится:
 - а. Метрологическая поверка аппаратуры
 - б. Контроль и установка масштабов регистрации
 - в. Геофизическое измерение и запись результатов на скважине
- III. Обработка полученных результатов.

Стандартный каротаж. Будет выполняться с использованием подошвенного градиент-зонда А2.0М0.5N, потенциал-зонда N6.0М0.5А, одновременно будет вестись запись ПС. БКЗ. Будет выполняться зондами А1.0М0.1N, А4.0М0.5N, А8.0М0.5N, N11.0М0.5А. Масштаб записи: КС – 2,5 Ом·м/см, ПС – 12,5 мВ/см. Запись будет вестись с использованием скважинного прибора К1А-723м со скоростью до 2000м/ч.

Боковой каротаж. Запись будет проводиться в логарифмическом масштабе с модулем 6,25 см. скорость записи и аппаратура такие же, как и при КС.

Микробоковой каротаж и микрокавернометрия (МКВ). Масштаб записи МКВ 2см/см, МБК – 2,5 Ом·м/см. Аппаратура – К3а-723м. Скорость регистрации до 1000 м/с.

Индукционный каротаж. Будет проводиться аппаратурой К1а-723м, в масштабе 10м·См/м/см. скорость записи кривых будет составлять до 2000м/ч.

ВИКИЗ. Запись со скоростью до 2000 м/с..

Радиоактивный каротаж.

ГК+НКТ. Будет проводиться с использованием аппаратуры РК5-76. Масштаб записи ГК – 10 мкр/ч/см; НКТ – 0,1-0,45 усл.ед./см. Постоянная времени интегрирующей ячейки $\tau=3,6$. Скорость регистрации 400 м/ч. Датчик гамма-квантов – сцинтилляционные счётчики-кристаллы NaI (40x80). Индикатор нейтронов – сцинтилляционный счётчик ЛДНМ

(30x70) и пропорциональный гелиевый счетчик СМН-18. Источник нейтронов – плутоний-бериллиевый мощностью $1 \times 10^7 - 11,6 \times 10^6$ н/с.

Акустический каротаж.

Запись будет проводиться аппаратурой АКВ-1 со скоростью до 1000 м/ч, масштаб записи кривых A_1 и $A_2 - 0,5$ В/см, $\lg(A_1/A_2) - 2$ дБ/см; T_1 и $T_2 - 50$ мкс/см, $\Delta T - 20$ мкс/м/см.

Гамма-гамма плотностной каротаж

ГПП будет проводиться аппаратурой СПП-2Агат. Источник гамма-квантов – ^{137}Cs .

Детектор гамма-квантов – сцинтилляционный счетчик NaJ (25x30, 25x40). Постоянная интегрирующей ячейки $\tau = 6$ мс. Масштаб записи $0,1$ г/см³/см. Скорость регистрации – 400 м/ч.

Для производства геофизических исследований Заказчик подает заявку с указанием даты и времени ее выполнения.

После получения акт-наряда начинаются подготовительно работы на базе.

ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ НА БАЗЕ

Начальник партии, либо исполняющий его обязанности геофизик (инженер-оператор), получает заявку, при необходимости согласует ее с КИП, о чем на заявке ставится соответствующая отметка, прилагает план работ.

Водительский состав партии готовит и проверяет технику: самоходную лабораторию каротажной станции и ЛПС. Получает путевые листы.

Геофизик партии (инженер-оператор) и моторист каротажной станции получают и грузят отремонтированные, прошедшие профилактику и тарировку приборы и аппаратуру, о чем в журнале «Выдача и возврат аппаратуры» делается отметка, проверяют состояние материальной части, при необходимости восполняют дефицит.

Начальник партии проверяет у личного состава партии (отряда) наличие удостоверений по технике безопасности, удостоверений по профессиям, правильность их заполнения, сроки действия, проверяет общую готовность к выезду, в том числе наличие огнетушителей (по два на каждую единицу техники), съемных искрогасителей, необходимых при работе на кусте и при заездах на территорию ЦДНГ, диэлектрического инструмента и перчаток (а также дату их проверки), указателей напряжения, дистанционных манипуляторов, укомплектованность медицинских аптечек, наличие касок, наличие спецодежды и спецобуви, затем дается команда на выезд.

Выезд партии (отряда) на заказ допускается после подтверждения заказа.

ПОРЯДОК СЛЕДОВАНИЯ

Персонал партии при переезде размещается в кабинах автомобилей, а также в кабине управления лебедкой подъемника, в салоне лаборатории.

Скважинные приборы, инструменты и приспособления, перевозимые в лаборатории или подъемнике, должны надежно закрепляться.

ПОДГОТОВКА СКВАЖИНЫ К ПРОВЕДЕНИЮ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

К промыслово-геофизическим исследования скважину должен подготовить Заказчик. Подготовленность (неподготовленность) скважины к геофизическим исследованиям оформляется непосредственно на скважине двусторонним актом, подписываемым ответственным представителем Заказчика и начальником партии

В процессе подготовки и проведения геофизических работ на скважинах для УБР, УКРС и КРС (ПРС) обязательно присутствие ответственного представителя Заказчика, который по окончании работ подписывает акт-наряд о работах, выполненных на скважине.

К скважине, подготовленной к производству промыслово-геофизических работ, должны быть подъездные пути, обеспечивающие беспрепятственное передвижение транспорта.

Перед скважиной, со стороны приемных мостков, на расстоянии не менее 30м от устья должна быть оборудована площадка размером 10х10 м.

При геофизических работах, выполняемых с бурового станка А-50 и т.д., ротор, полы буровой и приемных мостков, площадка вокруг устья скважины должны быть очищены от бурового раствора, нефти, смазочных материалов, снега, льда. Сходни приемных мостиков должны иметь ребристую поверхность и поперечные рейки, предотвращающие скольжение.

Наземное оборудование буровой должно быть исправно для обеспечения возможности использования его во время проведения всего комплекса геофизических работ.

Все узлы крепления системы роликов должны выдерживать нагрузку не менее 15т. Все посторонние предметы между скважиной и подъемником, затрудняющие свободное передвижение работников партии, должны быть убраны.

Для подключения геофизического электрооборудования у края площадки, предназначенной для установки подъемника, или не далее 40м от нее, должен устанавливаться щит с рубильником и автоматическим отключающимся устройством и унифицированной четырехполюсной розеткой на напряжение 380В и трехполюсной на 220В с заземляющими контактами.

Геофизические исследования в скважинах в ночное время суток должны проводиться согласно нормам освещенности при геофизических работах.

МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ

Проведение геофизических исследований и работ предусматривает последовательное выполнение операций, обеспечивающих получение первичных данных об объекте исследований, которые пригодны для решения геологических, технических и технологических задач на количественном и/или уровнях, и включает в себя:

- выбор скважинного прибора или состава комбинированной сборки приборов (модулей);
- тестирование наземных средств и приборов;
- формирование объекта исследований;
- полевые калибровки скважинных приборов перед исследованиями;
- проведение спускоподъемных операций для регистрации первичных данных;
- полевые калибровки приборов после измерений;

Выполнение операций фиксируется файл-протоколом, который формируется регистратором компьютеризированной каротажной лаборатории без вмешательства оператора и содержит данные по текущему каротажу: номер спускоподъемной операции, наименование и номера приборов и сборки, время начала и завершения каждого замера.

ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ НА СКВАЖИНЕ

Демонтаж оборудования, сборка и подготовка оборудования к транспортировке начинаются с отключения от электрической сети и осуществляются в обратной последовательности. Скважина, площадка и прилегающая к ней территория должны быть очищены и приведены в исходное состояние. Перед выездом на базу ответственные лица проверяют надежность крепления оборудования, скважинной и наземной аппаратуры, общую готовность к выезду.

ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ НА БАЗЕ

Аппаратура и приборы, подлежащие ремонту, профилактике и эталонировке, сдаются инженером-оператором и мотористом каротажной станции в аппаратный цех или метрологическую лабораторию соответственно.

Начальник партии для сдачи записанный материал в КИП переводит из формата GEO в формат LAS и только затем сдает его в КИП для обработки.

2.4 Метрологическое обеспечение проектируемых работ

Процесс обработки и интерпретации ГИС базируется на результатах всего цикла промыслово-геофизических исследований. Теоретические задачи, измерения в скважинах, петрофизические определения, интерпретация увязываются в единую цепь последовательных операций.

Для оценки погрешностей заключительной процедуры комплексной интерпретации - определения свойств пластов необходимо знать технологические, геологические и геофизические факторы, влияющие на процессы измерений и интерпретации и зачастую являющиеся источником погрешностей на разных этапах информационно-измерительной системы ГИС.

Решение задач точности и сопоставимости результатов измерений возможно при наличии набора эталонов, по которым можно настроить аппаратуру или методику, имеющиеся в геофизической предприятии, лаборатории, интерпретационной партии, и по отклонению значений от которых можно судить о погрешности измерений или преобразований. Создание эталонов входит в систему метрологического обеспечения (МО) геофизических исследований скважин, которая является частью государственной системы единства измерений.

Метрологическое обеспечение ГИС включает два этапа - метрологическое обеспечение средств измерений (СИ), т.е. скважинной и наземной аппаратуры, геофизических лабораторий, и процесса измерений - в скважине, интерпретационной партии.

Контроль точности измерений.

Результаты геофизических исследований скважин требуют тщательного контроля, целью которого является выявление ошибочных и не удовлетворяющих техническим условия материалов.

По первичному материалу ГИС необходимо проверить следующее:

- а) оформление заголовков;
- б) разметку глубин, в частности, отбивку меток на диаграмме, соответствие расстояния между ними требуемому значению, правильность расчета цены первой метки для каждого вида каротажа, совпадение глубин башмака обсадной колонны и забоя (определенных по диаграмме) с данными бурения;
- в) градуировочные записи - установку силы тока, компенсацию положение нулевой линии и т.д., правильность проведения нулевой линии, установки масштаба записи и переносов кривой;

- г) проведение измерений сопротивлений (не меньше допустимых) изоляции жил кабеля, зонда, измерительных и силовых цепей лаборатории и скважинных приборов;
- д) режим работы аппаратуры - скорость записи, правильность выбора пределов измерений, при радиоактивном каротаже - правильность выбора постоянной времени; соответствие режима работы условиям измерений;
- е) отсутствие помех и искажений ими результатов измерений;
- ж) соответствие между собой результатов повторных измерений, данных каротажа, полученных в различное время, а также диаграмм разных видов каротажа в данной скважине, соответствие рассматриваемых диаграмм известным геофизическим характеристикам пластов.

На основании такого сопоставления нужно оценивать возможную погрешность определения глубин и результатов измерений. При одинаковых условиях исследований абсолютную погрешность принимают равной половине величин расхождения между первым и вторым замерах. Относительную погрешность получают из отношения абсолютной погрешности к средней величине измеряемого параметра по двум замерам. Погрешность регистрации кривых и отклонение градуировочных записей от номинальных значений должны находиться в пределах, указанных в инструкции для каждого метода (табл.2.1).

Допустимые погрешности измерений при ГИС

Таблица 2.1

Каротаж	КС	ИК	БК	ПС	МК	МБК
Нестабильность нуля	2	10 м•См/м	2	20	-	2
Расхождение в показаниях при повторных измерениях, %.	10	10	20	10	16	10
Расхождения в записях от сигнала на поверхности и в скважине, %	10	10	10	-	10	10
Отклонение показаний в колонне от нулевой линии, мм.	2	-	2	-	-	2
Максимально допустимые показания	5000 Ом•м	100 Ом•м	3000 Ом•м ($p=0,1-0,05$ Ом•м)		400 Ом•м	($p>0,5$ Ом•м) 100 Ом•м
Минимально допустимые показания	0,2 Ом•м	0,3 Ом•м	0,2 Ом•м			
Средняя квадратичная погрешность из-за сглаживания и флуктуации	-	-	-			

2.5 Топографические работы

Топогеодезическое обеспечение геофизических исследований в скважинах сводится к топопривязке места заложения скважины. Проводится также определения альтитуды стола ротора для обеспечения привязки разреза к абсолютным отметкам уровня.

2.7. Интерпретация геофизических данных

Принципы и критерии корреляции разрезов скважин

При литологическом расчленении разреза, корреляции продуктивных пластов использовались данные стандартного комплекса ГИС.

В качестве региональных реперов в разрезе скважин надежно выделяются несколько глинистых пачек.

Выделение коллекторов и определение их эффективных толщин

Выделение коллекторов и оценка их эффективных толщин осуществлялись по комплексу прямых качественных признаков, обусловленных проникновением фильтрата глинистого раствора в пласты-коллекторы и формированием или расформированием во времени возникающей при этом зоны проникновения. Эти признаки устанавливаются по данным:

- а) кавернометрии - уменьшение диаметра скважины на кривых ДС и микрокавернометрии за счет образования глинистой корки на границе скважина-пласт;
- б) микрозондирования - превышение показаний микропотенциал-зонда над показаниями микроградиент-зонда при их небольших значениях;
- с) БКЗ (ВИКИЗ) - наличие радиального градиента сопротивлений.

Прямым признакам сопутствуют косвенные качественные признаки, характеризующие породы, которые могут принадлежать к коллекторам. К таким признакам в этом разрезе относятся отрицательные аномалии ПС.

В выделенных по качественным признакам интервалах по кривым МБК, БК, НК, МЗ выделялись уплотненные прослойки, которые исключались из общей эффективной толщины.

Эффективность использования указанных критериев для геолого-технологических условий Западной Сибири общеизвестна и подтверждена результатами испытаний.

Интервалы пластов-коллекторов, выделенные по указанным выше признакам с привлечением данных ПС и керна, подтверждаются результатами прямых методов ГИС (ГДК, ОПК) и испытаний.

Поскольку выделение коллекторов осуществлялось по прямым качественным признакам, количественные критерии разделения пластов на коллекторы и неколекторы

практически не использовались. Поэтому граничных значений геофизических характеристик не устанавливалось.

Граничные значения ФЕС, основанные на связях типа “кern-кern”, эти параметры были использованы как контрольные при выделении пластов-коллекторов в случае ограниченного комплекса и для учета уплотненных интервалов.

Определение глинистости по данным ГИС

На основании данных «кern-ГИС» для отложений яковлевской и нижнехетской свит получены зависимости $\alpha_{пс}$ и весовой глинистости.

Минимальное количество глинистой составляющей даже в самых «чистых» песчаниках составляет 3-5% и 7-8% для пород нижнехетской и яковлевской свит соответственно.

В расчетах для определения глинистости использовалось стандартная зависимость (для большинства месторождений Западной Сибири) относительной глинистости $\eta_{гл}$ и относительной амплитуды кривой собственной поляризации пород $\alpha_{пс}$, определяемой как отношение амплитуды ПС в интерпретируемом пласте к максимальной амплитуде ПС в исследуемом интервале разреза против наиболее чистых неглинистых песчаников:

$$\eta_{гл} = -0,9\alpha_{пс} + 0,9$$

Для определения объемной глинистости использовалась связь между относительной и объемной глинистостью и далее между весовой и объемной:

$$\eta_{гл} = K_{гл}/(K_{гл}+K_{п}),$$

или:

$$K_{гл} = \eta_{гл} \times K_{п} / (1 - \eta_{гл}),$$

$$C_{гл} = K_{гл} / (1 - K_{п}),$$

Определение коэффициента пористости по данным ГИС

Основным методом для определения пористости в скважинах с неполным комплексом при подсчете запасов являлся АК.

По данным АК пористость коллектора определялась по уравнению среднего времени

$$\Delta T_{п} = \Delta T_{ск}(1 - K_{п}) + \Delta T_{ж} * K_{п},$$

где: $\Delta T_{п}$, $\Delta T_{ск}$, $\Delta T_{ж}$ - интервальное время распространения звуковых волн соответственно в данном пласте, скелете и жидкости, заполняющей поровое пространство ($\Delta T_{ск}=180$ мкс/м; $\Delta T_{ж}=660$ мкс/м), $K_{п}$ - коэффициент пористости.

В необходимых случаях вводилась поправка за газонасыщение:

$$K_{п}=0,8K_{п}^{AK}$$

Для определения пористости коллекторов использовалась зависимость интервального времени от пористости, полученная по результатам исследования керн в условиях, моделирующих пластовые, которая описывается уравнением

$$\Delta T= 6,17K_{п} + 162,76$$

$K_{п}$ – открытая пористость по керну, %. Пористость в отложениях определялась по зависимости интервального времени от пористости коллекторов, полученной по данным исследования керн в условиях, приближенных к пластовым, согласно уравнениям.

$$\Delta T= 5,71K_{п} + 165$$

Комплекс ГИС, записанный в последних скважинах, позволил провести количественную интерпретацию через одновременное решение системы линейных и нелинейных петрофизических уравнений, связывающих показания соответствующих геофизических методов с объемным содержанием компонент модели (минералов, флюидов) и их петрофизическими свойствами (параметрами). Одним из критериев контроля качества интерпретации являлась минимизация расхождения исходных кривых ГИС и синтетических, полученных на основании объемов компонент породы и флюидов.

Определение характера насыщения

Характер насыщения коллекторов устанавливался по качественным и количественным критериям. К качественным признакам относится резкое уменьшение кажущихся сопротивлений, зарегистрированных большими градиент-зондами БКЗ, и увеличение проводимости по ИК при переходе от нефтенасыщенной части пласта к водонасыщенной.

Определение контактов проводилось по данным испытаний с привлечением результатов ГДК и ОПК и данных капилляриметрии. При наличии значительных переходных зон, количественные критерии для разделения коллекторов на продуктивные и водонасыщенные не определяются однозначно.

Количественным критерием является граничное значение удельного электрического сопротивления, определенного по БКЗ или ИК. Поскольку не всегда удается определить УЭС по БКЗ ввиду малой мощности пластов и осложнения их плотными прослоями, в качестве количественного критерия используются показания ИК.

Определение коэффициентов нефтенасыщенности

Коэффициент нефтегазонасыщенности ($K_{нг}$) определялся по стандартной методике с использованием петрофизических зависимостей параметра насыщения от коэффициента водонасыщенности.

Выделение нефтегазосодержащих коллекторов заключается в сопоставлении измеренных ρ_p с расчетными величинами удельных сопротивлений пласта $\rho_{вп}$ для условий 100%-ной насыщенности пласта водой. Значения $\rho_{вп}$ находим по формуле $\rho_{вп} = R_p \times \rho_v$, где R_p – относительное сопротивление, определяемое по установленной для каждого пласта петрофизической связи R_p - K_p

Пласт содержит нефть или газ, если $\rho_p > \rho_{вп}$.

На удельное сопротивление глинистых пород существенно влияет их адсорбционная способность. Увеличение глинистости приводит к уменьшению параметра поверхностной проводимости Π_p . В общем случае удельное сопротивление глинистой породы можно выразить как

$$\rho_{вп\text{ гл}} = \Pi_p \times R_p \times \rho_v$$

Уравнения очень близки по значениям, разница наблюдается только при глинистости $C_{гг}$ более 35%.

Обычно поправка за поверхностную проводимость используется при различии минерализации пластовой воды и модели воды, использовавшейся при проведении экспериментов для получения зависимостей $R_p = f(K_p)$, или для вычисления удельного сопротивления в зоне проникновения фильтрата. В отчете поправка за поверхностную проводимость использовалась для учета влияния глинистости на сопротивление пласта при одной и той же минерализации, поскольку отстроить по керновым данным серию зависимостей $R_p = f(K_p)$ для разного содержания глинистого материала не удалось, а изменение величины параметра пористости R_p при одной и той же величине пористости до 40-60 %.

Введение поправки за поверхностную проводимость обеспечило большее соответствие сопротивления пласта, определенного по ГИС, полученным притокам и, соответственно, насыщению пласта.

Отношение $\rho_p/\rho_{вп}$ или параметр насыщенности R_n связан с коэффициентом водонасыщенности K_v зависимостью, установленной для каждого пласта по данным исследования керна.

$$R_n = \rho_p/\rho_{вп} = \rho_p/(\rho_v R_p \Pi_p) = 1,0332(K_v)^{-1.7557},$$

где: ρ_p - сопротивление незатронутой проникновением части пласта.

Сопротивление водоносного пласта $\rho_{вп}$ рассчитывалось по формуле:

$$P_{п} = 1,0486(K_{п})^{-1.6349},$$

где: $\rho_{в}$ - сопротивление пластовой воды (0,3 Ом для тарской свиты).

Расчет коэффициента водонасыщенности проведен по формуле (принято экспертизой ГКЗ в 1997 г):

$$P_{н} = \rho_{п}/\rho_{вп} = 1/(K_{в})^2,$$

при этом $\rho_{вп}$ определялось по формуле Арчи для рыхлых терригенных пород:

$$P_{п} = \rho_{вп}/\rho_{в} = 1/(K_{п})^{1.5},$$

где: $\rho_{в} = 0,4$ Ом для тарской свиты.

Значение $K_{п}$ вычислялось для нефтенасыщенного пласта по формуле:

$$K_{п} = 1 - K_{в}, \text{ где } K_{в} - \text{водонасыщенность}$$

Для газонасыщенного пласта значение газонасыщенности определялось формулой:

$K_{г} = 1 - K_{в} - K_{он}$, где: $K_{в}$ – водонасыщенность, $K_{он}$ – остаточная нефтенасыщенность газовой шапки, принята по данным исследования керна экстрагированием.

3. Специальная часть.

3.1 Литолого-петрофизическая характеристика продуктивного горизонта Ю1-1

Отложения пласта Ю1-1 представлены песчаниками крупно-мелко-среднезернистыми, алевритистыми, глинистыми и карбонатными, а также алевролитами крупнозернистыми, песчаными и глинистыми с прослоями аргиллитов гидрослюдистых, карбонатных. Преобладающими являются средне-мелкозернистые песчаники.

Песчаники имеют преимущественно однородную структуру, редко микрослоистую, обусловленную ориентировкой обломков удлиненной формы. Упаковка обломков в породе средней плотности, контакты между обломками точечные, выпукло-вогнутые, реже линейные. Цементация обломков порово-пленочного и регенерационного типов.

В песчаниках отмечается наличие сообщающихся пор. Обломки обычно хорошо окатаны, имеют изометричную и овальную форму и ровную контуры. Отсортированность обломочного материала средняя, участками хорошая.

По вещественному составу песчаники полимиктовые. Основными породообразующими минералами являются кварц (36-69%) и полевые шпаты (14-43%). Обломки пород представлены кварцитами (9-28%) и сланцами слюдястыми и слюдисто-кварцевыми (0.4-9%). В количестве менее 1% встречаются хлорит, глауконит и циркон.

В больших количествах отмечен пирит. Его содержание в среднем составляет 1%, но во многих пробах достигает 3-5%. Следует отметить, что увеличение пирита растет вместе с глинизацией пород, что является фациальным признаком динамически неактивного бассейна седиментации.

Глинистый цемент представлен в основном гидрослюдой (2-7%), каолинитом (0.6-2%) и хлоритом (0-0.78%).

Карбонатный цемент присутствует в количестве 0-30%. Глинистые песчаники-коллекторы чаще бескарбонатные или с карбонатным цементом менее 3-5%.

Плотные карбонатные пропластки, осложняющие разрез пласта, имеют преимущественно кальцитовый цемент в количестве более 10-20%. Увеличение карбонатного цемента свыше 5-6% резко изменяет свойства породы и переводит ее в разряд неколлекторов. Для пород с $S_{карб} < 5\%$ учет присутствия его в породе не повышает надежности определения пористости.

Для песчано-алевролитовых пород-коллекторов Ю1-1 сумма всего цемента превышает его глинистую компоненту в основном не более чем на 1-1.5%, т.е. глинистый, преимущественно гидрослюдистый, цемент является ведущим.

Сопоставление гранулометрических характеристик коллекторов с глинистой фракцией и коллекторскими свойствами позволяют сделать следующие выводы:

1. Породы-коллекторы пласта Ю1-1 представляют собой отложения нормального терригенного ряда, для которых характерна высокая корреляция между гранулометрическими фракциями, а также между гранулометрическими характеристиками и коллекторскими свойствами пород: пористостью, проницаемостью и влагоемкостью, поскольку все они определяются степенью дисперсности породы.

Наиболее сильным литологическим фактором, определяющим коллекторские свойства пород, является сумма алевритовых и глинистых фракций.

Однако, глинистость пород тесно коррелируется с указанной выше суммой (рис 17), а также с общей суммой цемента в породе, поэтому глинистость может выступать в качестве главного литологического критерия, определяющего дисперсность и коллекторские свойства пород.

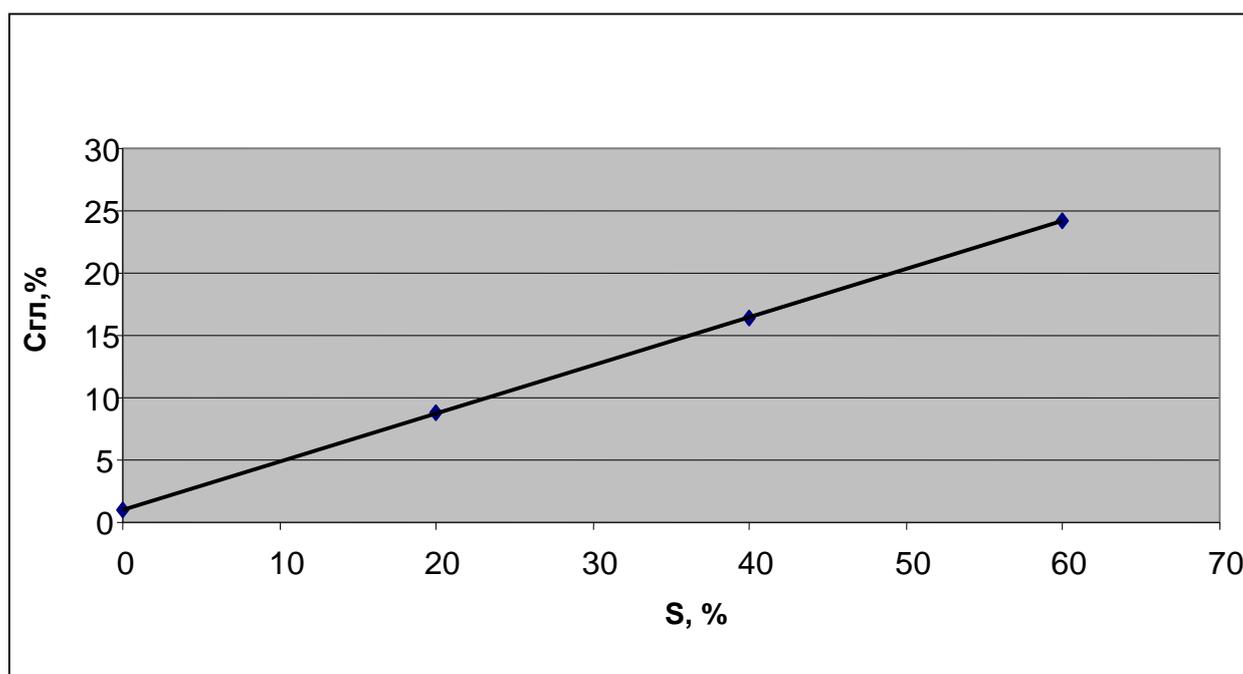


Рисунок 16 – Зависимость Сгл от суммы алевритовой и глинистой фракций

Тесная корреляция коллекторских свойств с гранулометрическими характеристиками позволяет определить критические значения гранулометрических характеристик по нижней границе коллектор-неколлектор, исходя из нижних пределов проницаемости, пористости и влагоемкости пород (остаточной воде по центрифуге) (рис.17-20). Эти данные свидетельствуют, что породы-коллекторы (ниже будет показано, что это породы с $K_p > 12\%$, $K_{пр} > 0.5$ мДарси и $K_{во} < 65\%$) представлены в основном

песчаными разностями с медианным размером зерна $Md > 0.11$ мм, глинистостью $S_{гл} < 13\%$ и суммой алевритовой и глинистой фракций 38-40%.

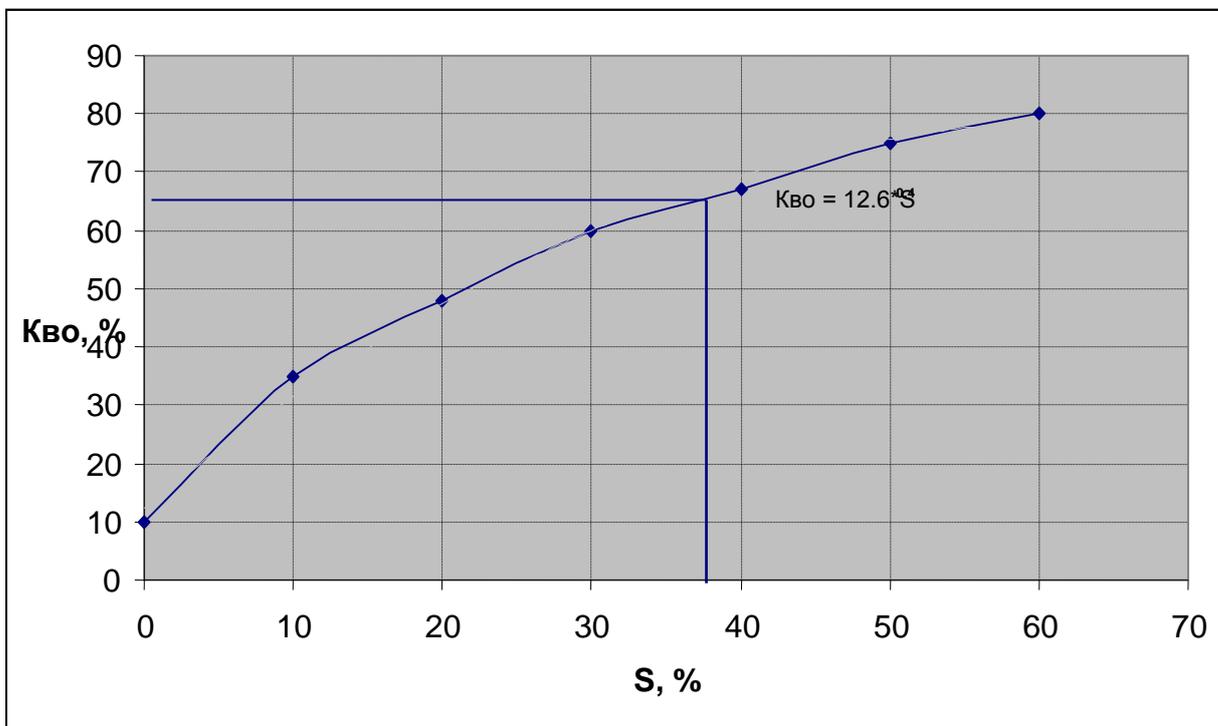


Рисунок 17– Зависимость $K_{во}$ от суммы алевритовой и глинистой фракций

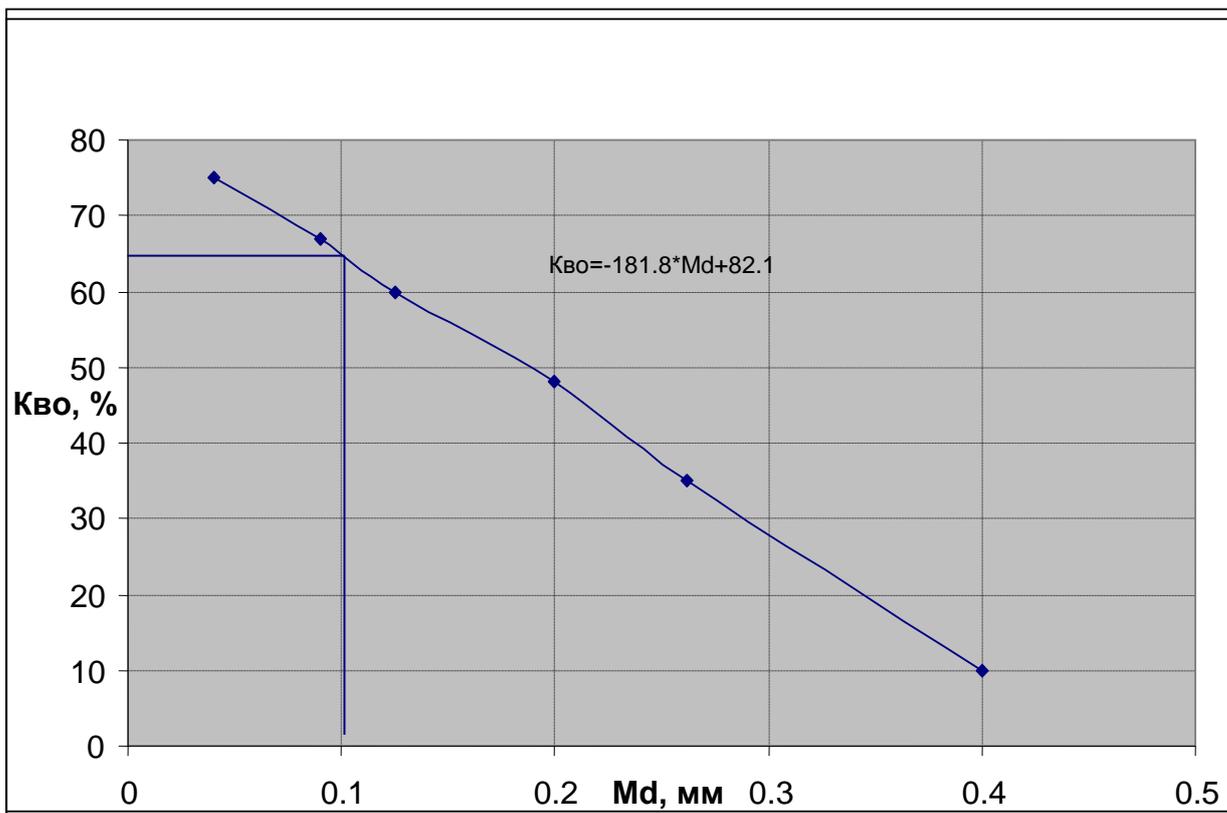


Рисунок 18 – Зависимость Кво от медианного размера зерна Md

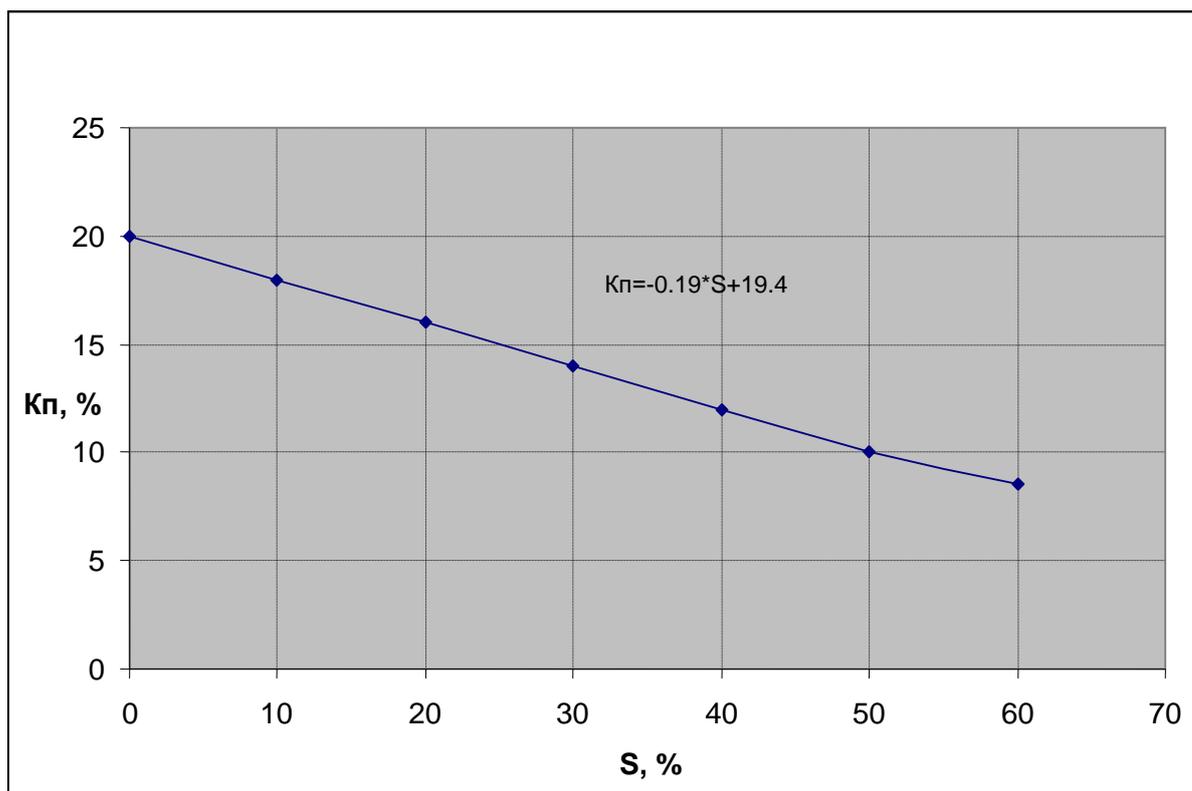


Рисунок 19 – Зависимость коэффициента пористости Кп от суммы алевритовой и глинистой фракций

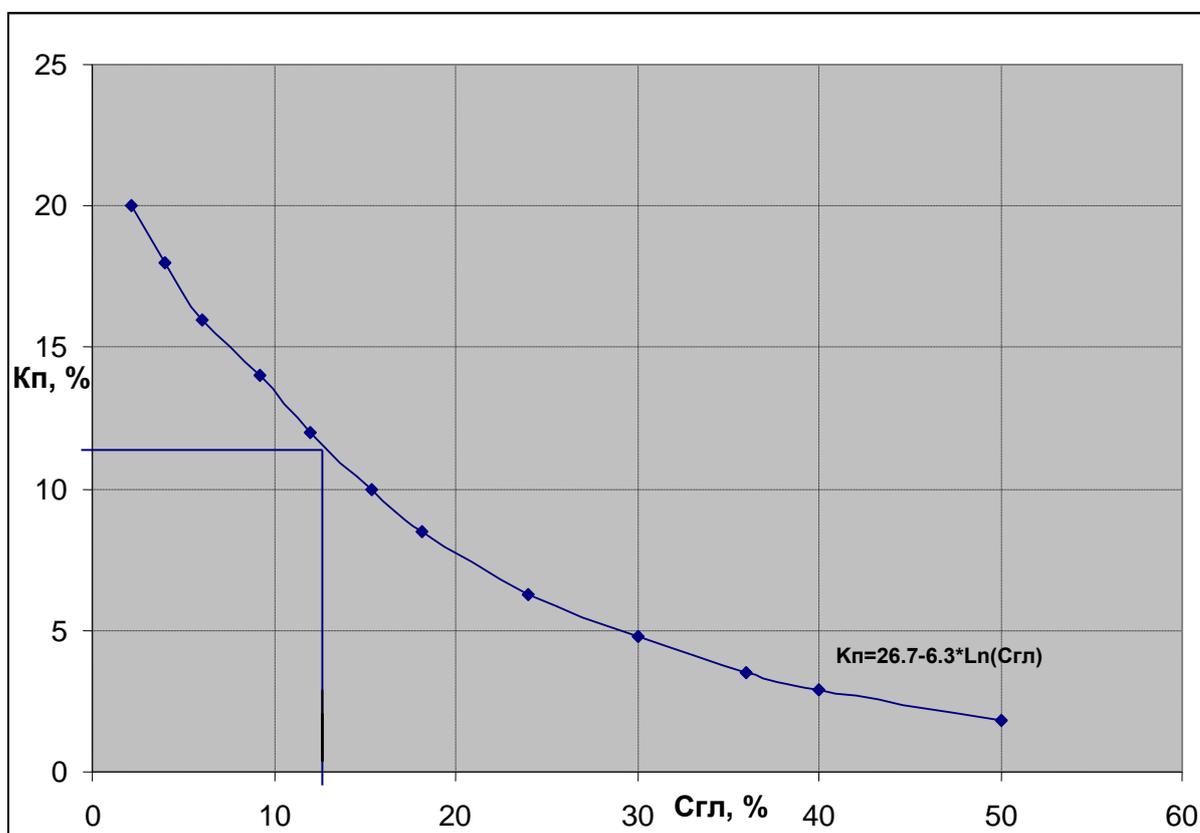


Рисунок 20 – Зависимость коэффициента пористости K_p от коэффициента глинистости $C_{гл}$

Особого рассмотрения требует выявление роли пиритизации пород. Известно, что наличие этой токопроводящей компоненты может влиять на электрическое сопротивление пород. А поскольку зависимость параметра пористости от пористости является одной из основных при количественной интерпретации данных ГИС и используется для определения сопротивления водонасыщенной породы по известной пористости и последующего расчета параметров насыщения и коэффициентов нефтегазонасыщенности, важность вопроса не вызывает сомнения. Необходимо заметить также, что глинизация и пиритизация влияют не только на сопротивление водонасыщенных пород, но и на значения ρ_n в нефтенасыщенном состоянии.

Для построения зависимостей между коллекторскими свойствами использованы все первичные данные, накопленные для пласта Ю1-1 Верх-Тарского месторождения.

Литологические характеристики пласта обуславливают достаточно тесные связи между пористостью, проницаемостью и влагоемкостью пород (рис. 21-22)

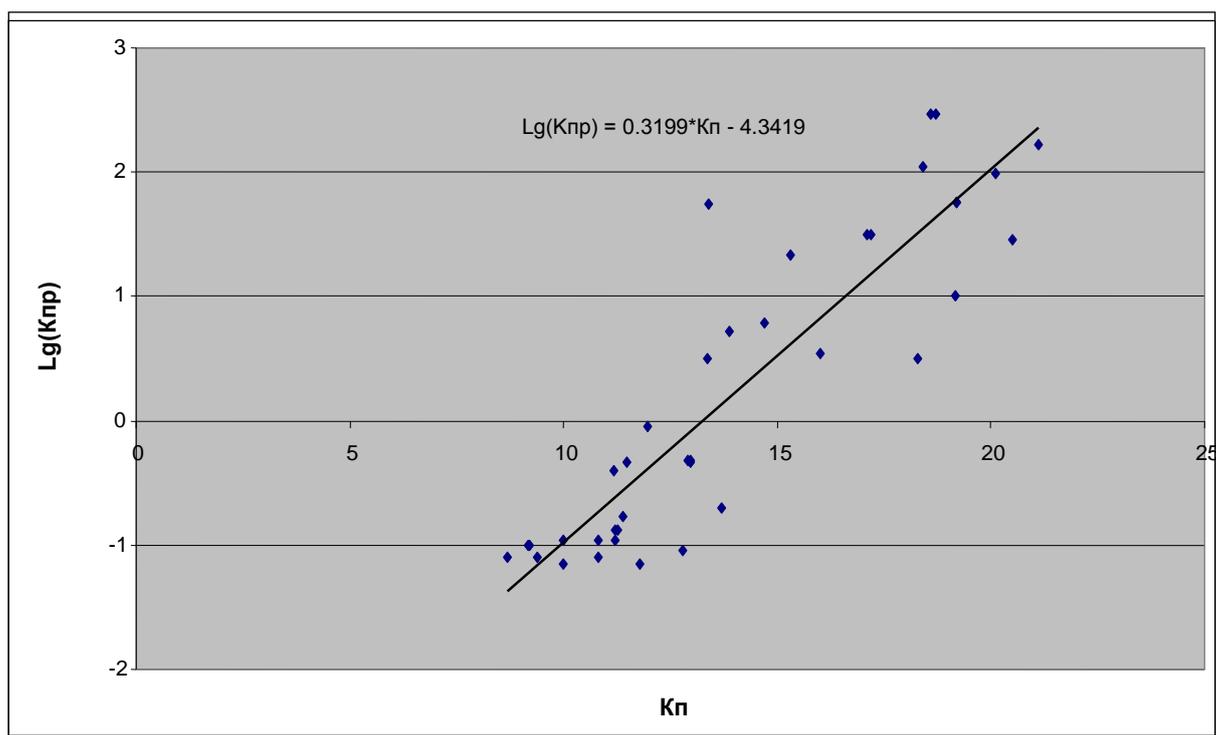


Рисунок 21 – Зависимость коэффициента проницаемости $K_{пр}$ от коэффициента пористости K_p

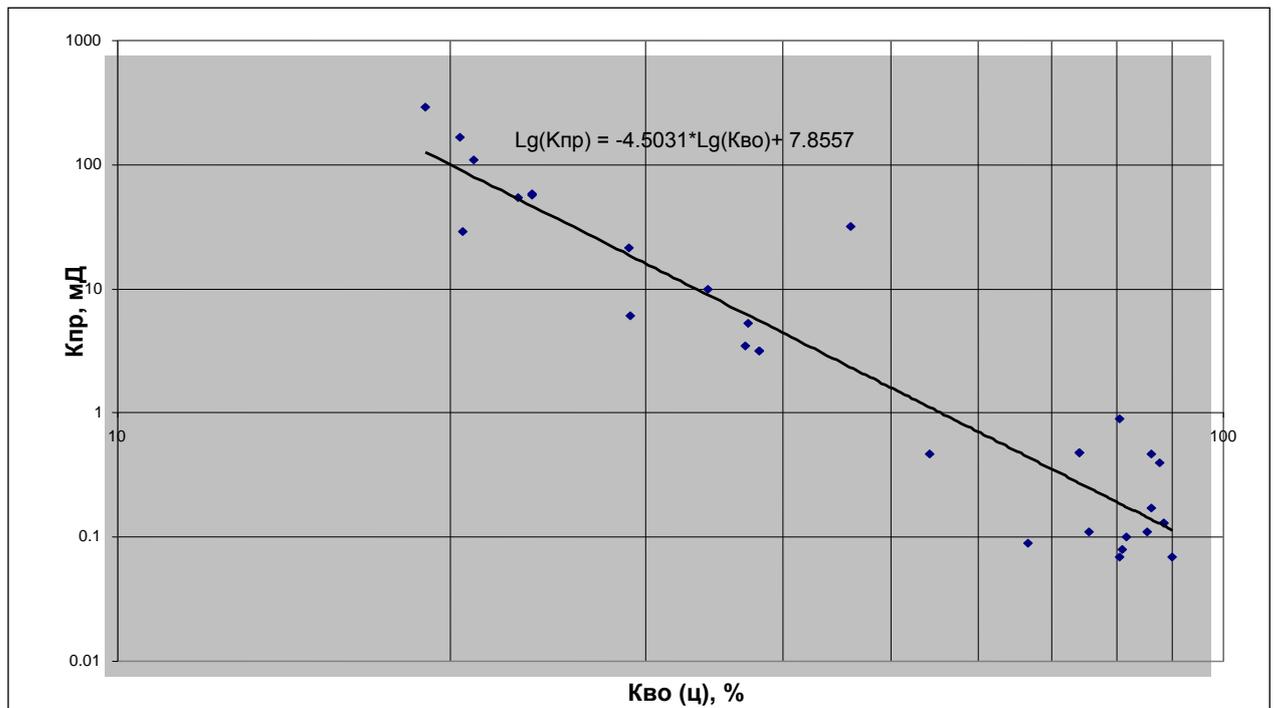


Рисунок 22 – Зависимость коэффициента проницаемости Кпр от коэффициента остаточной водонасыщенности Кво

3.2 Геолого-геофизическая характеристика пласта Ю1-1

Пласт Ю1-1 в большинстве скважин неоднороден как по разрезу, так и по площади. Отмечены следующие основные закономерности в изменении литологии и фильтрационно-емкостных свойств пласта.

В региональном плане:

1. Наибольшей литологической неоднородностью характеризуется присводовая зона структуры, вдоль длинной оси. При этом увеличение расчлененности пласта наблюдается с севера на юг. Если в районе скважин 1, 3, 30 горизонт Ю1-1 осложнен одним, двумя плотными пластами, то в районе скважин 105, 201, 15 в пласте выделяются уже 5-6 плотных пластов. На бортах структуры, как правило, пласт более чист и однороден (скв. 4, 6, 8, 20). Такая закономерность наблюдается и в изменении фильтрационных свойств пласта, т.е. ухудшение ФЕС наблюдается в южном направлении.

2. Отмечена закономерность и в изменении литологических и коллекторских свойств по разрезу пласта. Так, если в северной части структуры наиболее проницаемые породы слагают верхнюю кровельную часть пласта, а глинистость растет к подошве (скв. 1, 3, 30), то на южном погружении структуры наоборот, верхняя часть пласта уплотняется, более глинистая – слабопроницаемая или совсем непроницаемая (скв.105, 201, 21). В центральной части структуры (скв.12, 121, 7) каких-либо особенностей не наблюдается.

Пласт включает в себя 2-3 плотных пропластка, но ФЕС проницаемых пропластков по всей мощности пласта здесь примерно одинаковы.

3. На рис.24 показано изменение глинистости по площади. Наименьшими значениями глинистости (2-4%) пласт характеризуется в районе скважин 1, 3, 30. В северо-западном направлении (к скв.17) глинистость пласта повышается до 10.5%. Фильтрационные свойства пласта при этом резко ухудшаются ($K_{пр} < 5$ мД). Породы-коллекторы превращаются фактически в породы квазиколекторы.

В южном направлении от скважин северного блока глинистость также возрастает до 7-8% (скв.7, 121, 12) и до 9-12% на южном погружении структуры (скв.16). Как и для северной части структуры, на юге сохраняется та же закономерность уменьшения глинистости (до 3-4%) в погруженных частях структуры. (скв. 20, 8).

4. Анализ закономерностей изменения параметров показал зональное их распределение по месторождению вдоль длинной оси структуры. Изменение литологических и коллекторских свойств происходит по блокам: северный (скв.3, 30), центральный (скв.121, 12) и южный (скв.105, 201). В таблице.7 приведены средневзвешенные значения параметров по нефтяным полям выделенных блоков. Значения параметров свидетельствуют об ухудшении коллекторских свойств и уменьшении $K_{нг}$ с севера на юг. (рис. 23-25) Для скважин центрального блока, а тем более для южного, отмечаются низкие коэффициенты нефтенасыщенности в подошвенных частях пласта, что объясняется близостью ВНК. По характеру изменения глинистости, как правило, отражающей структурные особенности, между южным и центральным блоками, следует ожидать перегиб и обводнение подошвенной части пласта Ю1-1.

Каких-либо особенностей в геофизических характеристиках по отдельным скважинам при интерпретации материалов ГИС не наблюдается.

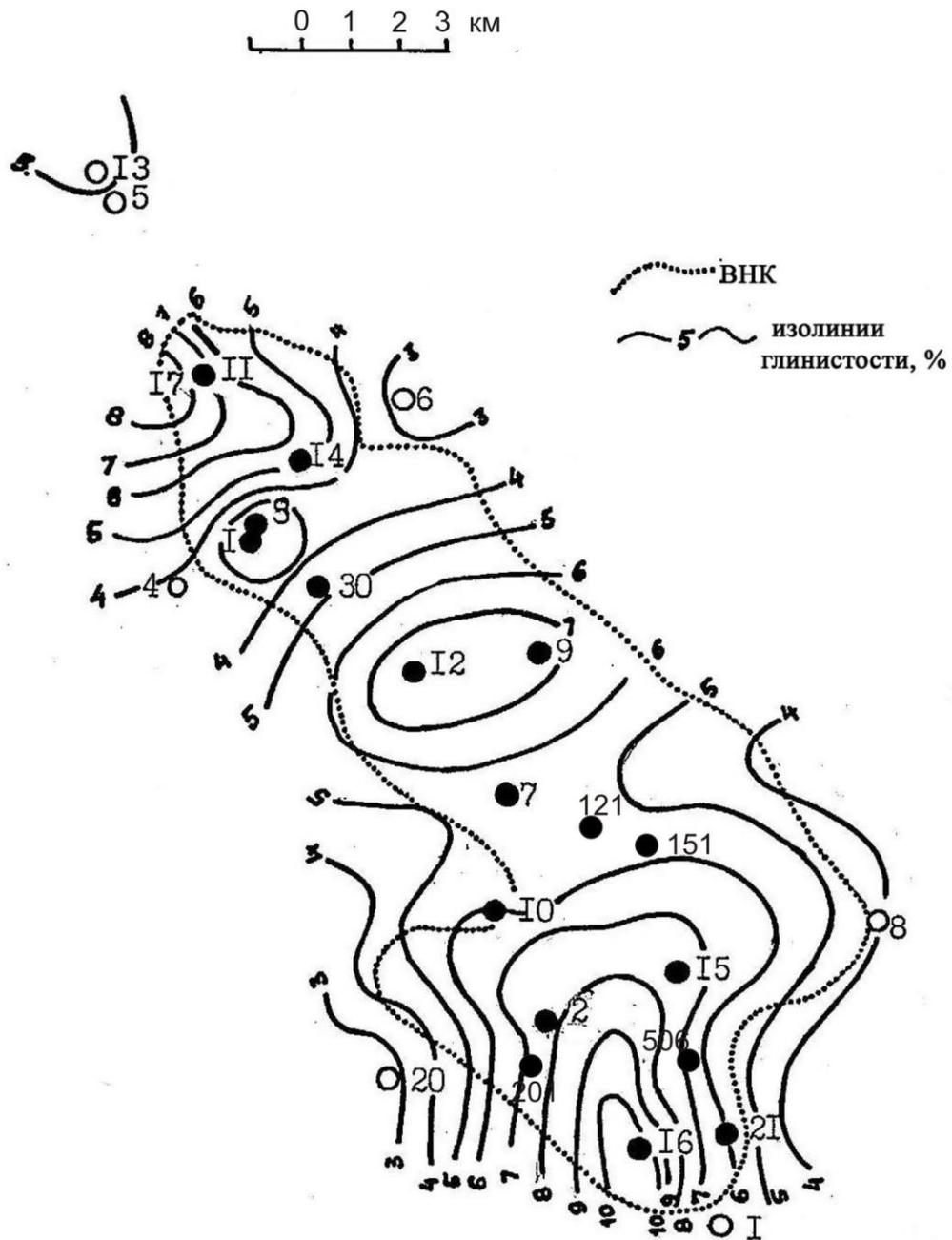


Рисунок 23 – Схематическая карта глинистости продуктивного горизонта Ю1-1 Верх-Тарского месторождения

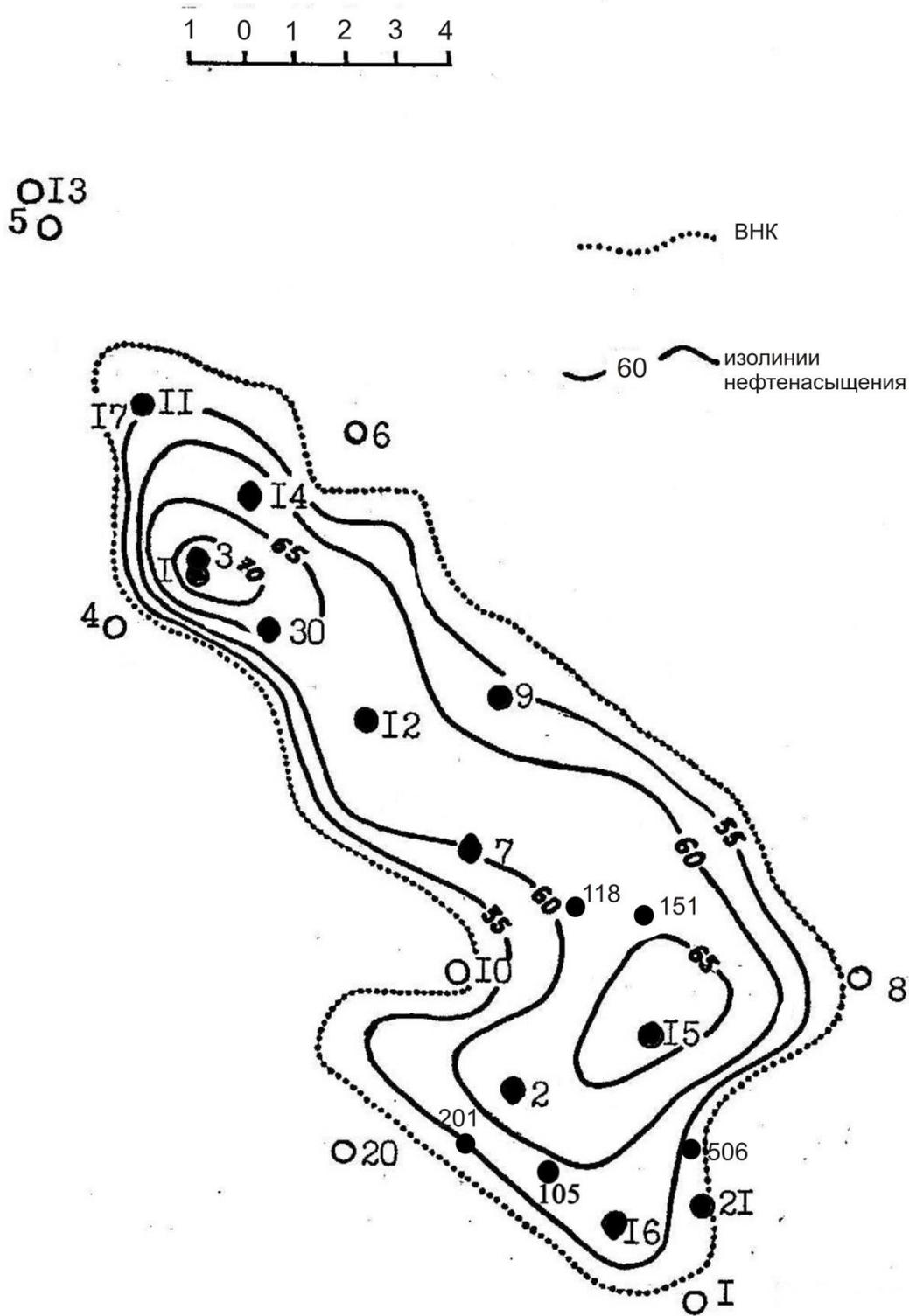


Рисунок 25– Схематическая карта нефтенасыщенности продуктивного горизонта Ю1-1 Верх-Тарского месторождения

Таблица.7 Средневзвешенные значения параметров по нефтяным полям выделенных блоков

Скв.	Нэф, м	Кп, %	Кн, %	Кпр, %	Кзл, %
Северный блок					
3	10.0	20.1	74.0	410.2	2.6
14	15.2	17.4	61.0	57.0	5.9
30	10.6	19.0	69.0	111.4	4.8
Центральный блок					
121					
7	5.8	16.7	60.0	43.8	6.2
12	9.0	16.8	63.0	17.8	6.8
Южный блок					
16	6.0	16.3	55.0	6.2	11.3
105	16.3	17.6	57.0	24.3	7.4
201	10.2	17.9	56.0	25.0	5.8

3.3 Петрофизические зависимости, использованные при количественной интерпретации данных ГИС

1. Отработана зависимость плотности водонасыщенных пород от пористости:

$K_n = 148 - 55.4 * \sigma$, по которой плотность скелета, рассчитанная по этой формуле (при $K_p \rightarrow 0$) равна 2.67 г/см³.

Таким образом пористость пород по данным ГГКп предлагается рассчитывать по формуле:

$K_p = (\sigma_{ск} - \sigma_{гкп}) / (\sigma_{ск} - \sigma_{фл}) = (2.67 - \sigma_{гкп}) / (2.67 - \sigma_{фл})$, где $\sigma_{ск}$ – плотность скелета, $\sigma_{фл}$ – плотность насыщающего флюида

2. Выполнены эксперименты по измерению скоростей продольных волн в пластовых условиях залегания пород на глубине.

Для Ю1-1 взяты $t = 85^\circ\text{C}$, $R_{пл} = 250$ атм, $R_{бок} = 300$ атм.

Полученные экспериментальные данные использованы для апробации зависимости

$Kn=(\Delta T-\Delta T_{ск})*(1.482*\lambda_{ps} +0.404)^{0.588}$, где ΔT и $\Delta T_{ск}$ – интервальное время по породе и скелету

Выбор $\Delta T_{ск}$ осуществлен по уравнению $\Delta T=170.5+6.6*Kn$ при $Kn=0$, рассчитанному для пород коллекторов с пониженной пористостью, равной 10-15%.

Апробирование алгоритма на результатах измерений Kn , λ_{ps} и dT свидетельствует о хорошей сходимости рассчитанных и измеренных значений Kn (табл.8).

Поэтому принята следующая зависимость:

$$Kn= (\Delta T-170)*(1.482*\lambda_{ps} +0.404)^{0.588}$$

Таблица. 8

№обр.	Kn (кern)	dT	λ_{ps}	Kn (расч)
296-94	10.0	239	0,1	8,5
237-94	17.1	253	0,92	18,8
234-94	19.2	263	0,92	20,1
208-94	12,9	247	0,41	12,9
297-94	2.8	184,5	0,1	3,4

3. Уравнение $C_{гл}(\lambda_{ps})$

По данным определения глинистости в шлифе и диффузионно-адсорбционной активности образцов рассчитано уравнение $C_{гл}(\lambda_{ps})$. Уравнение имеет вид :

$$Lg(C_{гл})=1.684-1.345*\lambda_{ps}$$

Первичные данные, использованные для построения связи $C_{гл}(\lambda_{ps})$

Таблица 9.

№обр.	Ада, мВ	λ_{ps}	$C_{гл}$
239-94	6.5	0.92	1.8
197-94	10.0	0.84	7.02
302-94	3.5	0.98	2.51
206-94	35.4	0.31	13.4
295-94	45.7	0.1	32.7

4. Была проанализирована естественная гамма-активность пород. Традиционно она коррелируется с глинистостью, но данных для построения связи γ (Сгл) было недостаточно. Однако материалы позволили рассмотреть зависимость гамма-активности от пористости для карбонатных и глинистых разностей пород пласта Ю1-1 (рис.26)

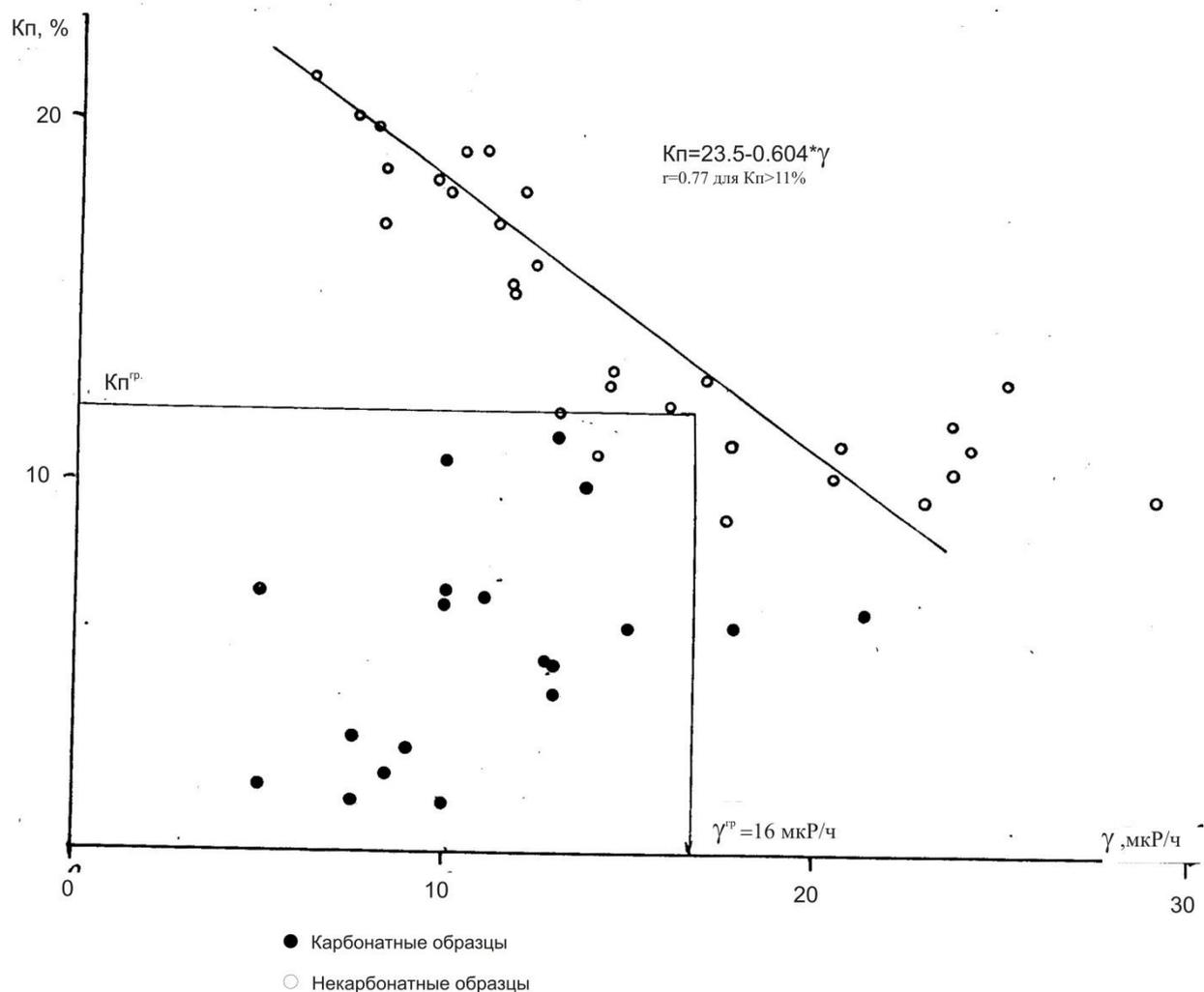


Рисунок 26– Соотношение пористости пород и гамма-активности

В основе связи γ с пористостью у некарбонатных разностей пород или по сути для всех пород-коллекторов лежит их однотипная обусловленность дисперсностью и, в частности, глинистостью. Чем выше дисперсность породы и глинистость, тем меньше пористость, но больше удельная поверхность, а значит, и больше содержание сорбированных тория и урана. Содержание радиоактивного калия растет вместе с увеличением глинистых калийсодержащих минералов. Корреляция несколько нивелируется флюктуациями количества калиевых полевых шпатов.

Для карбонатных пород-неколлекторов наблюдается обратная картина, чем больше карбонатность, тем меньше сорбционные свойства породы, меньше радиоактивного тория и пористость пород.

Таким образом, граница «коллектор-неколлектор» означена максимумом по содержанию тория и аналогично, но менее выразительно по урану и калию.

Максимум на границе «коллектор-неколлектор» ($K_{п}=11-12\%$) хорошо просматривается и на значениях общей гамма-активности пород и соответствует значениям $\gamma < 16 \text{ мкР/ч}$.

Для пород коллекторов связи пористости с содержанием тория и K^{40} и общей гамма-активностью имеет высокие коэффициенты корреляции. Соответствующие им уравнения для $K_{п} > 11$:

$$K_n = 20.6 - 1.238 * Th$$

$$K_n = 28.5 - 6.6 * K^{40}$$

$$K_n = 23.5 - 0.604 * \gamma$$

3.4 Зависимости для расчетов коэффициентов нефтенасыщенности пласта

Для оценки коэффициентов нефтенасыщенности по электрметрии в Западной Сибири обычно используются две петрофизические зависимости: параметр пористости и параметр насыщения от водонасыщенности. Для чего используются связи :

$$P_n = 1.1395 / K_p^{1.731}$$

$$P_n = 0.793 / (K_v - 0.05)^{1.664}$$

Где P_p - параметр пористости, P_n – параметр насыщения, K_p – пористость в долях, K_v – водонасыщенность в долях.

Если принять, что сопротивление насыщающей породу воды равно 0.085 Ом, и учесть, что $P_n = \rho_{пн} / \rho_{пв}$, а $\rho_{пв} = \rho_v * P_p$, то коэффициент нефтенасыщенности после несложных преобразований можно выразить через сопротивление породы, измеренное против исследуемого интервала пласта и параметр пористости, определенный по пористости пласта :

$$K_n = 0.95 - 1.1984 * P_n / \rho_n^{0.6}$$

или через пористость и сопротивление пласта :

$$K_n = 0.95 - 0.2146 / \rho_n^{0.6} * K_n^{1.04}, \text{ где } K_n \text{ и } K_n - \text{ в долях, а } \rho_n \text{ в Омм.}$$

Так как, как было отмечено выше, глинизация и пиритизация влияют не только на сопротивление водонасыщенных пород, но и нефтенасыщенных, то для таких коллекторов было рассчитано уравнение $R_n(K_v)$:

$$Lg(R_n) = 0.0369 - 1.339 * Lg(K_v), \text{ при } K_n < 14\% \text{ и } C_{гл} > 8\%.$$

3.5 Нижние пределы «коллектор-неколлектор» по данным керна

В основе определения граничных значений пористости, проницаемости и остаточной воды лежат следующие положения :

1 Если пласт вскрыт в переходной зоне, то наличие фазовой проницаемости по нефти не является достаточным условием получения притока нефти. Фундаментальные исследования по физике пласта показали, что прорыв пластовых вод происходит мгновенно, если коллектор имеет $K_v > 50\%$.

2. Если пласт вскрыт в зоне предельного нефтенасыщения, где содержится только неподвижная вода, по всей мощности не имеет ВНК и удален от контура ВНК (закрытая часть залежи), то коллекторы с $K_{во} \leq 50\%$ неопределенное время отдают нефть, но быстро обводняются при добыче с нагнетанием воды в пласт.

Остальные пределы для коллекторских свойств рассчитывались по наиболее сильным корреляционным связям. В результате получены следующие граничные значения:

$$K_{np} = 0.5 \text{ мДарси, } K_n = 12\%, \lambda_{ps} = 0.39, C_{гл} = 13\%, R_n = 2.5, dT = 240 \text{ мсек}$$

3.6 Технологии проведения ГИС

Переинтерпретация старых материалов и интерпретация данных, записанных на 3-м этапе работ проводилась на ПЭВМ с помощью программных комплексов ГИНТЕЛ, ВИДГИС и ГЕОПОИСК, с применением алгоритмов, включенных в данные программные пакеты и разработанные в СОМГЭИС.

В качестве петрофизической основы интерпретации материалов ГИС использованы результаты исследований, выполненных в лаборатории петрофизики СОМГЭИС, под руководством к.г.-м.н Дорогиницкой Л.М.

Обработка производилась по следующей схеме:

- оцифровка материалов, записанных на первых двух этапах;
- ввод информации в базу данных;
- контроль качества исходного материала;
- предварительная обработка, заключающаяся в ведении поправок и приведение к стандартным условиям измерений;
- литологическое расчленение и определение эффективных мощностей, установление граничных значений
- определение удельных сопротивлений пластов по комплексу ИК, БК, БКЗ;
- определение коэффициентов пористости, нефтенасыщенности, глинистости, проницаемости, остаточной водонасыщенности.

Выделение эффективной мощности проводилось по комплексу МКЗ, ПС, КВ, ВИКИЗ, критическим значениям пористости, глинистости, эффекту проникновения фильтрата бурового раствора в пласт по БКЗ. Наиболее эффективным методом выделения проницаемых пластов является микрозондирование. Практически во всех случаях при наличии положительного приращения, по БКЗ отмечается проникновение фильтрата раствора в пласт, по кавернометрии уменьшение диаметра скважины, что информирует о образовании глинистой корки на стенке скважины, отрицательная аномалия ПС. Дополнительно учитывались критические значения $K_p(12\%)$ и $S_{gl}(13\%)$. При определении λ_{ps} пласта Ю1-1, в качестве опорного пласта принимались песчаники тарской свиты, отрицательная аномалия которых увеличивалась в 1.3 раза для учета различий в минерализациях и температурах опорного и изучаемого пластов.

Больших затруднений при разделении эффективной мощности на водонасыщенную и нефтенасыщенную не было, в связи с тем, что вся залежь практически располагается в «сухой» зоне, где вся мощность нефтенасыщенна.

При подсчете запасов в 1974 г. определение коэффициента пористости проводилось по методу сопротивления, по экспериментальной зависимости $R_p=f(K_p)$. Определение параметра пористости для нефтенасыщенных пластов проводилась по удельному сопротивлению зоны проникновения с учетом поправки за остаточную нефтенасыщенность и за влияние поверхностной проводимости. Такой способ являлся не

самым надежным из-за ошибок в определении пористости, но он был вынужденным из-за отсутствия надежных данных по традиционным методам пористости : АК, НГК, ГК.

Для определения пористости по данным ГИС при переинтерпретации материала, полученного на 1 и 2 этапе разработки месторождения был принят акустический метод, наиболее точный при изучении терригенных коллекторов, со средними значениями пористости 15-25%. Для восполнения сведений по акустическим свойствам в скважинах, где нет АК и для корректировки материалов, зарегистрированных аппаратурой прошлых лет, был применен метод восстановления акустических характеристик.

Процесс восстановления включает следующие этапы:

- выбор в пределах объекта работ скважины с качественными измерениями АК и НГК(НКТ);

- определение пластовых скоростей по АК;

- обработка данных нейтронного каротажа для определения двойных разностных параметров (q);

- раздельное определение уравнений регрессии $V = f(q^{НК})$ для пород различного литологического состава (песчаники, алевролиты, аргиллиты, углистые породы и т.д.);

- восстановление скоростей по НГК в контрольной скважине и сопоставление их с результатами АК;

- восстановление скоростей в скважинах, в которых отсутствуют измерения АК.

Обработка данных НК с целью восстановления скоростей имеет определенную специфику и включает следующие операции:

- масштабирование кривых НГК (НКТ) и ГК по опорным пластам с учетом типов применяемых аппаратуры и источников (при применении калифорниевых источников опорные значения резко изменяются), номинального диаметра скважины, а также наличия или отсутствия обсадной колонны;

- исключение влияния естественной радиоактивности (Jгк) на информацию НГК с учетом типа аппаратуры и конструкции индикаторов;

- внесение поправок за диаметр скважины d_c ;

- вычисление двойного разностного параметра $q^{НК}$ в пределах от $J_{нк}^{\min}$ до $J_{нк}^{\max}$, соответствующего величине показаний НГК(НКТ) в плотных породах с $Kп=1\%$ для данного (номинального) диаметра скважины.

Наибольшие трудности связаны с определением величины поправки за естественную радиоактивность, т.к. замеров, подтверждающих кратности интегральных чувствительностей каналов ГК и НГК, как правило, не бывает. Весьма результативным в

таких случаях является сравнительный анализ весомости $J_{гк}$ при резких изменениях $J_{нгк}$ в интервалах равного водородосодержания (баженовская свита и др.), возможны и некоторые другие приемы. В целом следует учитывать, что ошибки, допущенные при исключении влияния $J_{гк}$, как правило, не позволяют качественно восстанавливать пластовые скорости. В связи с тем, что минерализация пластовых вод, флюидов зон проникновения и буровых растворов для районов Западной Сибири невелики ($C_{пл} \leq 35$ г/л, $C_{зп} \leq 5$ г/л, $C_{скв} \leq 1,5$ г/л), учет поправок за хлорсодержание не имеет смысла.

При отсутствии замеров АК и НК или невозможности их использования пластовые скорости могут быть восстановлены по данным коротких установок электрметрии. Измерения отмеченными установками должны соответствовать следующим требованиям:

- высокая вертикальная разрешающая способность, сходная с данными АК;
- возможность надежно характеризовать пласты мощностью 2-3 м;
- отсутствие каких-либо экранных эффектов, являющихся причинами пропусков отдельных интервалов;
- надежность абсолютных количественных характеристик используемых значений кажущихся сопротивлений;
- четкая, для конкретного разреза, тенденция характеризовать либо только параметр зоны проникновения $\rho_{зп}$, либо только $\rho_{п}$.

Перечисленным условиям в наибольшей степени удовлетворяют самые короткие установки БКЗ и высокочастотного индукционного каротажного изопараметрического зондирования (ВИКИЗ), т.е. зонды А0.4М0.1N, А1.0М0.1N или ИК1(0.5 м), ИК2(0.7 м).

В связи с тем, что пластовые скорости и электрические сопротивления в пределах отдельных литологических разностей определяются в основном пористостью, правомерно восстанавливать скорости в коллекторах по электрической характеристике зоны проникновения, а во вмещающих породах - по характеристике пласта. Определение этих характеристик ($\rho_{п}^{\Phi}$) осуществляется аналогично традиционным способам определения удельных сопротивлений для двухслойных сред по методу БКЗ или КЭМЗ (комплексное электромагнитное зондирование). Разница заключается лишь в том, что определение $\rho_{п}$ в таком случае производится по величине кажущегося сопротивления одного короткого зонда с учетом величин d_c и r_c . Для коллекторов значение $\rho_{п}^{\Phi}$, в основном, соответствуют значению $\rho_{зп}$ и лишь при отсутствии проникновения - значению $\rho_{п}$. Для непроницаемых пластов $\rho_{п}^{\Phi}$ соответствуют их удельному сопротивлению.

Процесс восстановления пластовых скоростей включает следующие этапы:

- выбор в пределах площади скважины с качественными измерениями АК и электрометрии;
- определение скоростей по акустическому каротажу с корректировкой результатов по сейсмокаротажу;
- определение параметра ρ_n^Φ ;
- определение уравнений регрессии $V = f(\rho_n^\Phi)$ для пород различной литологии (песчаники, алевролиты, глинистые породы, известняки и т.д.);
- восстановление скоростей сначала в контрольной, а затем в обрабатываемых скважинах.

При определении скоростей для нефтегазонасыщенных пород значения ρ_n^Φ должны быть скорректированы в сторону уменьшения на величину параметра насыщения зоны проникновения. Для углистых и битуминозных пород, электрические сопротивления которых определяются не только пористостью, связи $\Delta T = f(\rho_n^\Phi)$ имеют индивидуальный характер. Восстанавливать скорости таких пород целесообразно по данным обобщения фактических материалов ГИС по обрабатываемому объекту.

В качестве опорных горизонтов, по которым проводилась корректировка ΔT принимались аргиллиты баженовской свиты и песчаники тарской свиты. Расчет пористости выполнялся по формуле :

$$Kn = ((DT - DT_{ск}) * (1.482 * \lambda_{ps} + 0.404))^{0.588} \quad (1)$$

Зависимость адаптирована к условиям Верх-Тарского месторождения по $DT_{ск}$. Принятое значение $DT_{ск} = 170.5$ мкс/м ($V = 5865$ м/с). Применяемость алгоритма подтверждается удовлетворительной сопоставимостью значений K_n , определенной по керну и уравнению 1. Недостатком при использовании зависимости является «неучет» карбонатизации пород, которая слабо отражается на параметре λ_{ps} .

При отсутствии данных АК, НГК (ситуация, часто возникающая при исследовании эксплуатационных скважин) возможно использовать зависимость $K_n = f(\lambda_{ps})$, которая математически выражается уравнением:

$$Kn = 13.4 * \lambda_{ps} + 5.73 \quad (\%)$$

Зависимость справедлива при $0.27 < \lambda_{ps} < 0.9$.

При наличии ГГК определение пористости проводилось через объемную плотность по уравнению:

$$Kn = 151.4 - 56.7 * \sigma_{ггк}$$

или

$$Kn = (2.67 - \sigma_{ггк}) / (2.67 - \sigma_{фл})$$

На 3 этапе разработки в комплекс ГИС был включен метод ННК, записанный двумя зондами, охватывающих разные по радиусу зоны исследования. В данном случае появилась возможность рассчитывать по палетке (рис.27) параметр водородосодержания и оценивать по нему пористость породы.

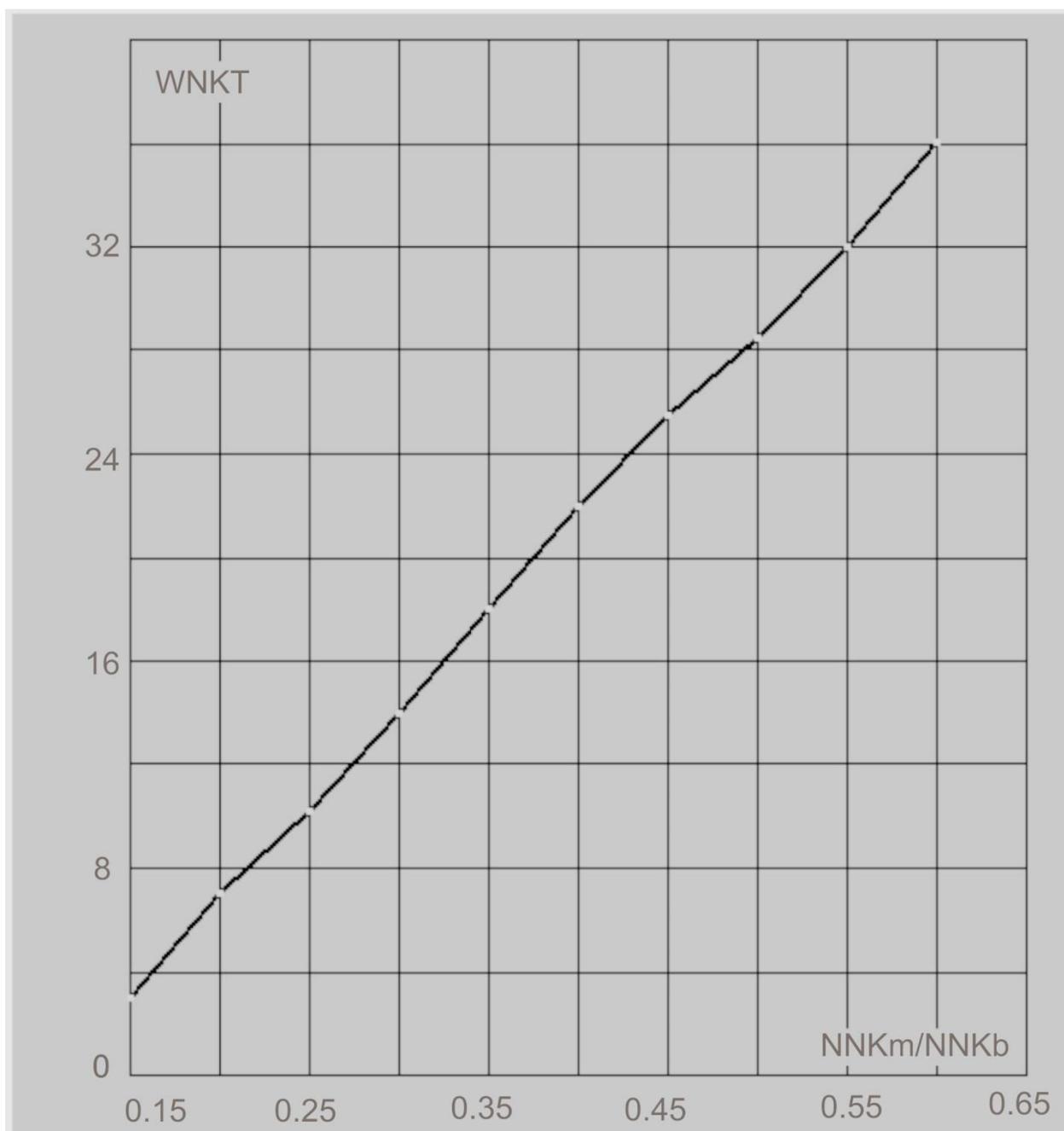


Рисунок 27 – Палетка определения водородосодержания по ННК

Таким образом для определения коэффициента пористости горизонта Ю1-1 Верх-Тарского месторождения по данным ГИС применяется четыре независимых по физической сущности метода.

Для определения K_p водонасыщенных пластов по удельному сопротивлению и для определения удельного сопротивления полного водонасыщенного пласта через известную пористость принята зависимость $P=f(K_p)$ и математически выраженной уравнением $P_n=0.803/K_n^{1.9}$ (по Дорогиницкой Л.М.).

Определение коэффициента нефтенасыщенности проводилось по стандартной методике, базирующейся на использовании экспериментальных лабораторных зависимостей $P_n=f(K_v)$, $P_p=f(K_p)$ и скважинной электрометрии. Исходные данные для определения K_n : ρ_n – удельное сопротивление пород, определенное по ИК, БКЗ, БК, K_p – по АК, НГК, ННК, ГГК. При определении K_n использовались константы пласта Ю1-1: $dT_{ск}=170.5$ мкс/м, $\rho_v=0.085$ Омм, $T=85C$ (минерализация 31.5 г/л).

Оценка проницаемости пласта Ю1-1 была произведена по материалам каротажа на базе установленной петрофизической связи между проницаемостью, пористостью и остаточной водонасыщенностью. Зависимость выражена уравнением:

$$lgK_{np}=3.647+0.11*K_n-2.913*lg(K_{во})$$

Определение коэффициента остаточной водонасыщенности проводилось по зависимости $K_{во}=f(\lambda_{ps})$, установленной по керну и скважинным замерам.. Для подсчета принята зависимость :

$$K_{во}=0.92+0.5*\lambda_{ps}-1.3*\lambda_{ps}$$

При некачественных замерах ПС возможно определение $K_{во}$ по зависимости $K_{во}=f(S_{гл})$, где $S_{гл}=f(J_{гк})$. В качестве исходного параметра $J_{гк}$ принято отношение величины естественной радиоактивности пласта к показаниям в опорном глинистом пласте. За опорный пласт можно принять один из пропластков аргиллитов куломзинской свиты, имеющей стабильную характеристику в пределах Верх-Тарского месторождения ($\gamma=12$ мкР/ч).

Коэффициент пористости K_p , входящий в формулу, определяется одним из методов изложенных ранее.

3.7 Результаты определения подсчетных параметров пласта Ю1-1

В качестве примера рассмотрим пласт Ю1-1 группы скважин, расположенных в разных блоках месторождения : 30, 14 – северный; 12, 121 – центральный; 105, 201 – южный. Все скважины пробурены в пределах внешнего контура нефтеносности. Комплекс ГИС, проведенный в рассматриваемых скважинах, указан в таблица 10.

Таблица 10

Скважина	Ст.кар (PS,GZ3 ,	БК З	И К	МК З	К В	Г К	НН К	НГ К	Б К	ВИКИ З	А К	ГГК п
105	+	+	+			+	+		+	+		+
12	+	+	+	+	+	+		+				
14	+	+	+		+	+		+	+		+	
105	+	+	+			+	+		+	+		+
30	+	+	+	+	+	+		+	+		+	
201	+	+	+			+	+		+	+	+	

Анализ исходных материалов материалов ГИС на пригодность к определению по ним основных подсчетных параметров показал, что имеется следующая исходная информация :

- для определения эффективной мощности - методы МК, КВ, ВИКИЗ, ПС
- для определения коэффициента пористости – методы АК, НГК, ННК, ГГК
- для определения электрических параметров пластов – зонды БКЗ, ВИКИЗ и индукционный каротаж

Интерпретация данных ГИС проводилась по следующей схеме :

1. Выделение пласта Ю1-1 и его литологическая разбивка.
2. Определение $\lambda_{рс}$.

Для оценки $\lambda_{рс}$ в качестве опорного выбрать наиболее чистый песчаный пласт тарской свиты, в котором значение параметра принять за 1.

- выделение проницаемых пропластков в границах пласта Ю1-1 по найденным значениям $\lambda_{рс}$ с уточнением по данным МКЗ и КВ – учет приращения между МПЗ и МГЗ, уменьшение диаметра скважина по КВ.

3. Определение удельного сопротивления ρ_n – по палетке пересчета ИК в ρ_n с учетом скин-эффекта, кривым БКЗ и ВИКИЗ.

4. Определение коэффициента глинистости $C_{гл}$ – по отношению ГК к ГКоп, где за ГКоп принять значение естественного гамма-фона в куломзинской свите.

5. Определение коэффициента пористости K_p по всем возможным методам, зарегистрированным в скважине (акустический, гамма-гамма плотностной, нейтрон-нейтронный, нейтронный-гамма каротаж)

6. Определение коэффициента водонасыщенности K_v и нефтенасыщенности K_n :

- определение параметра пористости R_p через найденный ранее коэффициент пористости K_p и известное для пласта Ю1-1 сопротивление пластовой воды $\rho_v = 0.085$

Омм по формуле найденной по лабораторным исследованиям керна и уточненной с учетом термобарометрии

- определение $\rho_{пв}$ – сопротивление породы, поры которой полностью насыщены пластовой водой через параметр пористости

- определение параметра насыщения R_n , через найденные ранее удельные сопротивления $\rho_{п}$ и $\rho_{в}$

- определение коэффициента водонасыщенности K_v с помощью уравнения, выражающего его зависимость от параметра насыщения R_n

- определение $K_n=1-K_v$

7. Определение $K_{пр}$ (носит оценочный характер) через $K_{п}$ и $C_{гл}$

Ниже, на рисунках (28-29), приведены диаграммы стандартного и радиоактивного каротажа с литологической колонкой и посчитанными геофизическими параметрами, отражающими фильтрационно-емкостные и электрические свойства пород в интервале пласта Ю1-1.

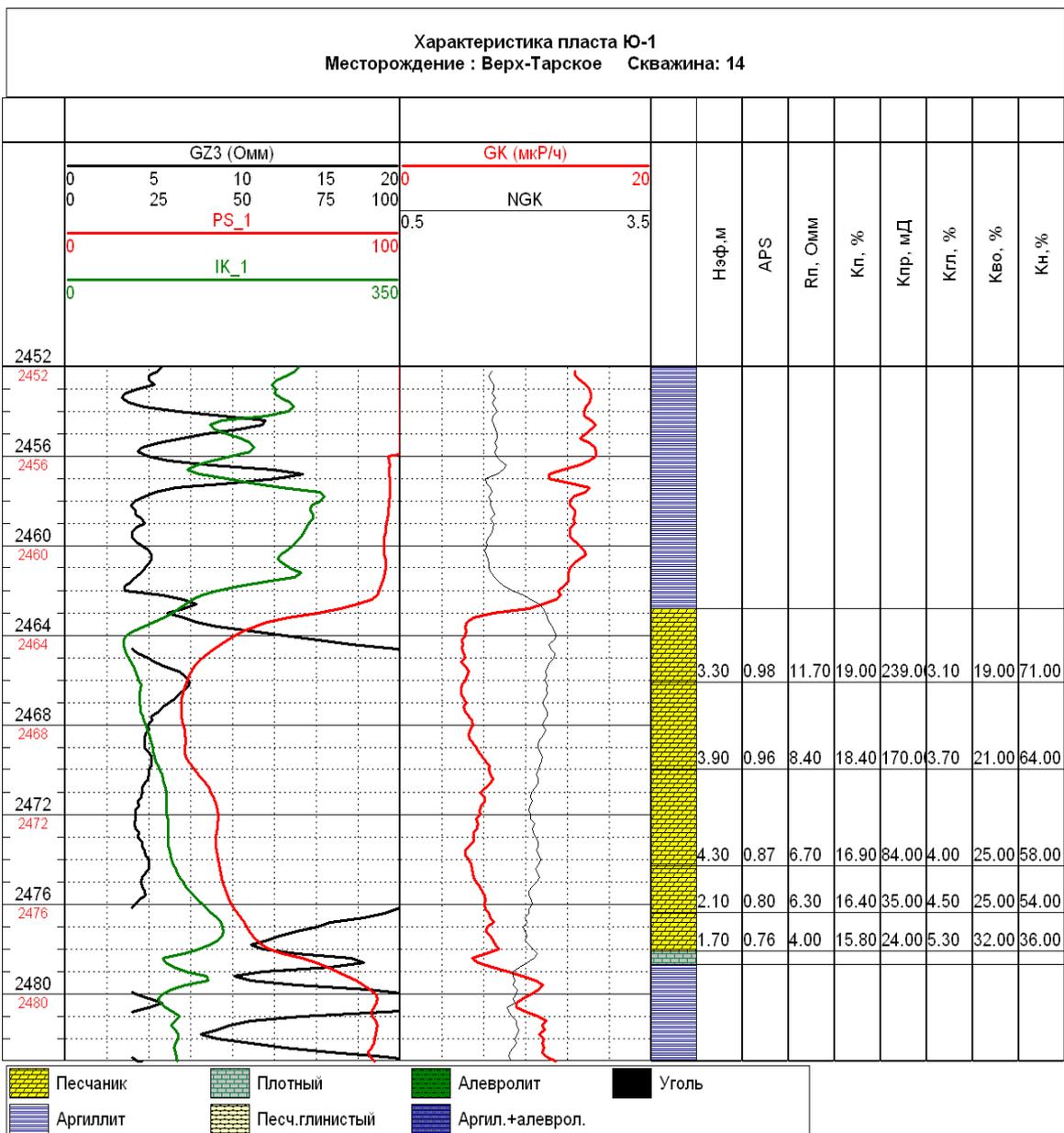


Рисунок 28– Характеристика пласта Ю1-1 по ГИС скв.14 Верх-Тарского месторождения

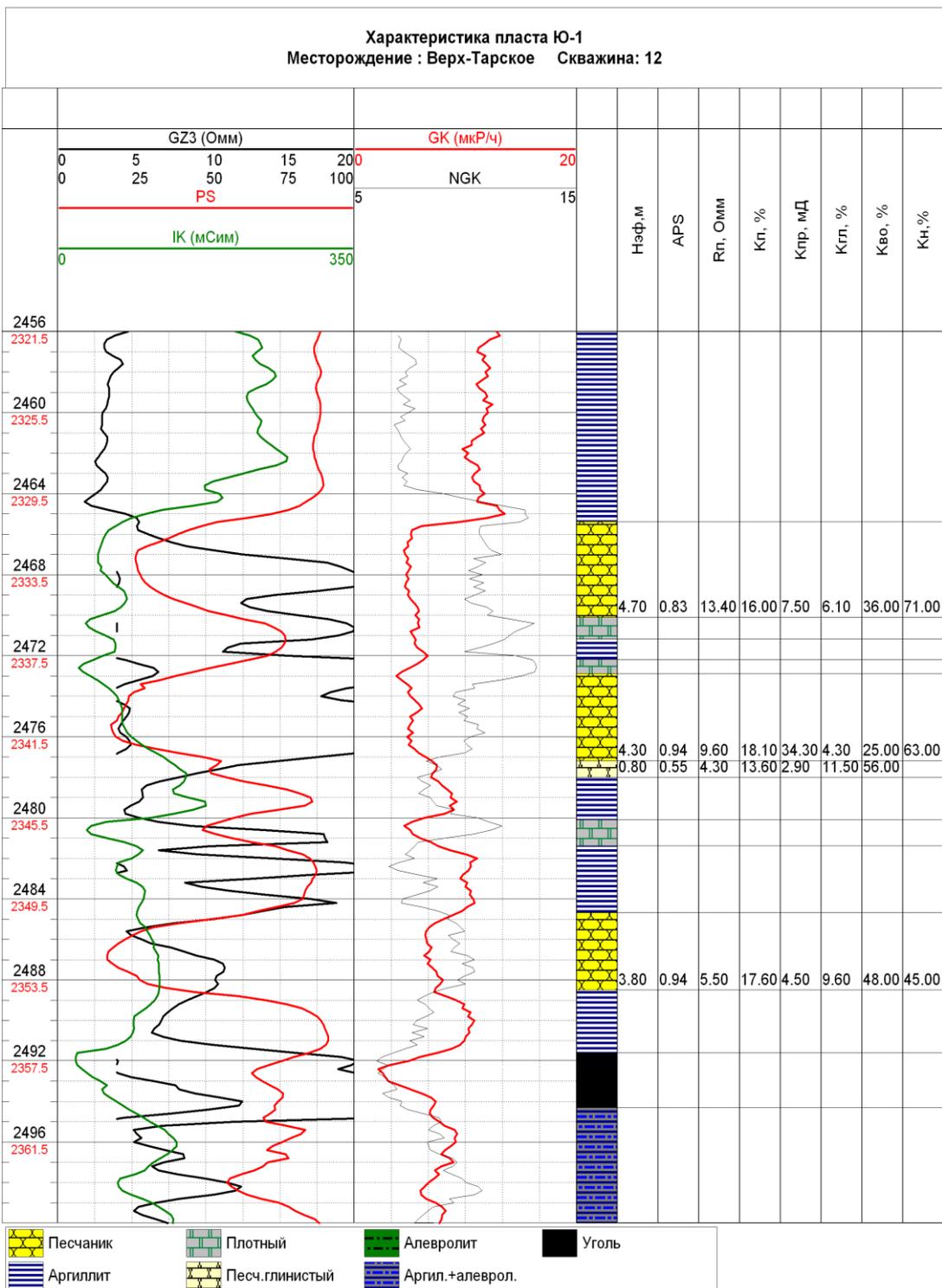


Рисунок 29– Характеристика пласта Ю1-1 по ГИС скв.12 Верх-Тарского месторождения

Заключение

По результатам промыслово-геофизических материалов и петрофизических исследований продуктивного пласта Ю1-1 Верх-Тарского месторождения установлено:

По результатам петрофизических исследований:

проанализированы литологические особенности пород пласта Ю1-1 :

- породы-коллекторы представляют собой отложения нормального терригенного ряда, для которых характерна высокая корреляция между гранулометрическими фракциями, а также между гранулометрическими характеристиками и коллекторскими свойствами пород

- наиболее сильным литологическим фактором, определяющим коллекторские свойства пород, является сумма алевритовых и пелитовой фракций, а поскольку глинистость пород коррелируется с суммой алевритовых фракций, а также для коллекторов с общей суммой цемента, она может выступать в качестве главного литологического критерия, определяющего коллекторские свойства пород

- вещественный состав породообразующих компонентов не оказывает существенного влияния на коллекторские свойства пород

- некоторое значение имеет пиритизация пород, достигающая иногда 5-6% по площади шлифа. Наличие этой токопроводящей компоненты, скоррелированной с глинистостью, влияет на электрические параметры пород

- существенное влияние на емкостно-фильтрационные свойства пород оказывает карбонатность. Увеличение карбонатного цемента до 5-6% резко снижает фильтрационные свойства пород и переводит породу в разряд неколлекторов. Породы-коллекторы пласта Ю1-1 имеют преимущественно глинистый цемент гидрослюдистого состава

1. Изучены взаимосвязи между коллекторскими свойствами пород.

Установлено :

- зависимость $K_p=f(C_{гл})$ и граничные значения глинистости по нижним пределам коллекторских свойств – K_p , $K_{пр}$, $K_{во}$. В среднем значение $C_{гл.крит.}$ составляет 13%

- зависимость $L_g(K_{пр})=f(K_p, L_g(K_{во}))$, которая позволяет оценивать проницаемость пород в зоне предельного нефтенасыщения, где $K_v=K_{во}$

2. Установлены петрофизические зависимости для использования их при количественной интерпретации данных ГИС :

- для определения пористости предложена зависимость $R_p=f(K_p)$, учитывающая влияние пиритизации и глинистости пород. Зависимость использована для определения $\rho_{пв}$ при определении K_n

- отработана зависимость плотности водонасыщенных пород от пористости $K_p=f(\square)$ для определения K_p по замерам ГГК

- проведено адаптирование зависимости $K_p=f(dT)$ к условиям района работ. Рекомендуемое значение $dT_{ск}=170$ мкс/м

- установлены связи между глинистостью, параметром λ_{ps} и естественной гамма-активностью пород. Отмечается, что в основе связи J_{gk} (отношение радиоактивности пласта к значению радиоактивности в опорном пласте) с пористостью у некарбонатных разностей лежит их однотипная обусловленность дисперсностью твердой фазы и, в частности, глинистостью. Чем больше $S_{гл}$, тем меньше K_p , больше удельная поверхность, больше содержание сорбированного урана и тория. У карбонатных пород-неколлекторов наоборот – чем больше $S_{карб}$, тем меньше сорбционные свойства, меньше радиоактивного тория и урана, меньше пористость. Граница коллектор-неколлектор ($K_p=11-12\%$) соответствует максимуму $J_{gk}=16$ мкР/ч

- для определения коэффициента нефтегазонасыщенности по ГИС предложена зависимость $R_n=f(K_v)$ и рекомендовано соответствующее уравнение для определения K_n .

3. Установлены нижние пределы коллектор-неколлектор : $K_{пр}=0.5$ мД, $K_p=12\%$, $K_{во}=65\%$, $\lambda_{ps}=0.39$, $R_p=45$

По результатам интерпретации материалов ГИС :

- на базе различных петрофизических связей «керна-керна», а также зависимостей «керна-ГИС», «ГИС-ГИС» определены подсчетные параметры пласта Ю1-1, разработаны алгоритмы определения ρ_p , K_p , $S_{гл}$, $K_{во}$, K_n .

- существенные изменения внесены в зависимость $R_p=f(K_p)$, а следовательно и в определение сопротивления водонасыщенных пластов $\rho_{пв}$ и параметра насыщения R_n

- предложен способ определения D/d для обработок пластов малой мощности по ИК

- предложен способ определения λ_{ps} для Ю1-1, используя для этой цели стабильный статический потенциал ПС тарской свиты, пересчитанный на глубину пласта с учетом изменения температуры и минерализации ($k=1.3$)

- проведен анализ закономерностей изменения параметров по разрезу пласта Ю1-1 и месторождению. Установлено, что в региональном плане ухудшение коллекторских свойств наблюдается в южном направлении. Наиболее проницаемые, менее глинистые песчаники и более однородный по строению пласт Ю1-1 выделяются в северном блоке месторождения (скв.3, 30, 14). По ГИС в этом районе среднее значение $K_p=18.6\%$, $K_{пр}=150$ мД, $S_{гл}=4.3\%$, в то время как в районе южного блока (скв.2, 15, 16) они

составляют $K_p=17\%$, $K_{пр}=20$ мД, $S_{гл}=8\%$, в центральном блоке (скв.7, 9, 12) – промежуточные.

Глинистость в присводовой части структуры всегда выше, чем в погруженных участках. Это означает, что в присводовых участках залежи коэффициенты нефтенасыщенности снижены.

По разрезу пласта глинистость в скважинах северного блока увеличивается к подошве, в южных скважинах – наоборот.

Величина пористости по разрезу находится в соответствии с изменением глинистости и карбонатности.

Проницаемость изменяется в соответствии с изменением глинистости и все определенные значения носят оценочный характер.

Граничные значения, указанные выше ($K_{пр}=0.5$ мД, $K_p=12\%$, $K_{во}=65\%$, $\lambda_{ps}=0.39$) подтверждены результатами ГИС, различными по физической основе методами: отсутствие положительного приращения по микрозондам, корки по кавернометрии, проникновения фильтрата раствора по БКЗ и ВИКИЗ, то есть отсутствуют прямые признаки коллектора