

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
КОМПЛЕКС ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В СКВАЖИНЕ С ЦЕЛЬЮ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ПЛАСТОВ ГОРИЗОНТА Ю₁ НА МЫЛЬДЖИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ УГЛЕВОДОРОДОВ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 553.981.6:550.83(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2211	Мандраков Илья Владимирович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лобова Г.А.	д. г.–м. н		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По геологической части

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Бернатонис П.В.	к. г.–м. н		

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим А.А.			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев В.М.			

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
_____ Е.В. Гусев
(Подпись) (Дата)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Дипломного проекта

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2211	Мандракову Илье Владимировичу

Тема работы:

Комплекс геофизических исследований скважин с целью определения коллекторских свойств горизонта Ю₁ на Мыльджинском месторождении (Томская область)

Утверждена приказом директора (дата, номер)

25 марта 2016 г. № 2345/С

Срок сдачи студентом выполненной работы:

31 мая 2016 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Материалы, собранные во время производственной преддипломной практики на предприятии ООО «ТомскГАЗПРОМгеофизика». Опубликованная и фондовая литература.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none">1. Географо–экономический очерк района работ.2. Геологическое строение и геолого–геофизическая изученность района.3. Анализ основных результатов геофизических работ прошлых лет. Физические и фильтрационно–емкостные свойства горизонта Ю₁ (верхняя юра).4. Проектная часть. Выбор участка работ и ФГМ объекта.5. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса.6. Методика и техника полевых работ и метрологическое обеспечение.

	<p>7. Обработка и интерпретация геофизических данных.</p> <p>8. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.</p> <p>9. Социальная ответственность.</p>
Перечень графического материала	<p>1. Обзорная географо–экономическая карта района работ.</p> <p>2. Тектоническая карта осадочного чехла и доюрского фундамента.</p> <p>3. Схема нефтегазоносности района исследования.</p> <p>4. Сводный литолого–стратиграфический разрез Томской области.</p> <p>5. Структурная карта по отражающему горизонту Па (подошва баженовской свиты).</p> <p>6. Геологический разрез по профилю I–I.</p> <p>7. Схема расположения нефтегазоносных областей и районов юга Западной Сибири.</p> <p>8. Физико–геологическая модель объекта.</p> <p>9. Геофизическая лаборатории “КЕДР”</p> <p>10. Основное окно программы ГЕОФИЗИКА</p> <p>11. Инклинометрическая лаборатория</p> <p>12. Пятизондовая система</p> <p>13. Сравнение электрических и электромагнитных методов каротажа</p> <p>14. Результат комплексной интерпретации данных измерений в скважине</p> <p>15. Сравнение экспериментальных и синтетических диаграмм зондов ВИКИЗ</p>

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Геологическая часть	Бернатонис Павел Вилисович
Экономическая часть	Вазим Андрей Андреевич
Социальная ответственность	Гуляев Михаил Всеволодович

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Реферат

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	4 апреля 2016 г.
---	------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лобова Галина Анатольевна	Д.г.–м.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2211	Мандраков Илья Владимирович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 110 стр 20 рис., 19 табл., 36 источников, 1 прил.

Ключевые слова: комплекс геофизических методов, физические свойства горных пород, глубокая скважина, залежь углеводородов, Мыльджинское месторождение, Томская область.

Объектом исследования является проектная глубокая скважина, заложенная на северном склоне Мыльджинского вала, и промышленно продуктивный горизонт Ю₁ васюганской свиты, вскрываемый в разрезе.

Целью работы является выбор оптимального комплекса методов ГИС для решения геологических задач, описание методики проведения работ и характеристик применяемой аппаратуры.

С применением интерпретационных приемов решаются задачи по расчленению разреза, вскрываемого проектной скважиной; установление насыщения пластов-коллекторов; уточнение положения ВНК и площади распространения залежи.

На основе выполненного анализ геолого-геофизических работ прошлых лет создана физико-геологическая модель горизонта Ю₁ и обоснован оптимальный комплекс геофизических исследований в проектной скважине.

Для выбранных методов показаны методика и техника проведения работ и приемы интерпретации полученных геофизических материалов.

Рассмотрены вредные и опасные факторы при выполнении геофизических работ и предложены мероприятия по безопасности в чрезвычайных ситуациях и охране окружающей среды.

В экономической части приведен расчет затрат с учетом всех проектируемых объемов работ и сметная стоимость проекта, которая составила 426 625 руб.

ESSAY

Final qualifying work 110 str20ris., 19tabl, 36istochnikov, Appendix 1.

Keywords: complex geophysical methods, the physical properties of rocks, deep wells, hydrocarbon deposits, Myldzhinskoye field, Tomsk region.

The object of this study is to design deep well, planted on the northern slope Myldzhinskoye shaft and industrially productive horizon J1 Vasyugan suite, opened in the section.

The purpose of work is to choose the optimum combination of GIS techniques to solve geological problems, description of the methodology of work and the characteristics of the apparatus used.

With the use of interpretative techniques to solve problems in the dismemberment of the section, reveals the project well; saturation setting reservoir; clarify the provisions of the INC and the area of dissemination of deposits.

On the basis of performed analysis of geological and geophysical surveys of previous years created physical-geological model J1 horizon and proved optimal complex geophysical studies in the project well.

For the selected methods are shown methods and techniques of work and methods of 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.

The economic part is a cost calculation taking into account all the projected scope of work and estimated cost of the project, which amounted to 426,625 rubles.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	7
ПРОЕКТНАЯ ЧАСТЬ	8
2.1 Выбор участка работ	8
2.2 Априорная ФГМ объекта.....	10
2.3 Выбор методов и обоснование геофизического комплекса	11
2.4 Методика и техника полевых работ	19
2.5 Метрологическое обеспечение работ	27
2.6. Камеральная обработка материалов	29
2.7 Геологическая интерпретация геофизических данных.....	31
3 ВЫДЕЛЕНИЕ ВНК ПО МЕТОДУ ВИКИЗ.....	45
3.1 Назначение и преимущества ВИКИЗ	45
3.2 Выделение ВНК на диаграммах метода.ВИКИЗ. Выделение коллекторов по кривым ВИКИЗ.	47
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	54

ВВЕДЕНИЕ

Левобережье Томской области – это нефтепромысловый район с развитой инфраструктурой, поэтому доразведка открытых месторождений является актуальной задачей.

Основной целью работы является выбор оптимального комплекса методов ГИС для решения геологических задач в проектной скважине на Мыльджинском месторождении. Объектом исследования является промышленно продуктивный горизонт Ю₁ васюганской свиты. Задачи сводятся к следующему: расчленение разреза, вскрываемого проектной скважиной; установление насыщения пластов-коллекторов; уточнения положения ВНК и площади распространения залежи.

Мыльджинское месторождение расположено на территории Каргасокского района Томской области. Географически район исследования приурочен к южной части Васюганской равнины.

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-экономический 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 выявлению ВНК методами ВИКИЗ, рассматриваются преимущества и недостатки данного метода.

В финансовом менеджменте части приводится расчет всех проектируемых объемов работ и сметной стоимости проекта, которая составила 426 625 руб.

ПРОЕКТНАЯ ЧАСТЬ

2.1 Выбор участка работ

Проектом предусматривается проведение ГИС в скважине, заложенной в северной части Мыльджинского месторождения. Бурение скважины проектируется глубиной 2590 м с забоем в тюменских отложениях (рис. 10). Участок характеризуется пониженной плотностью скважин. Исследованиями предполагается уточнить положение ВНК с целью увеличения площади нефтеносности и запасов по категории С1.

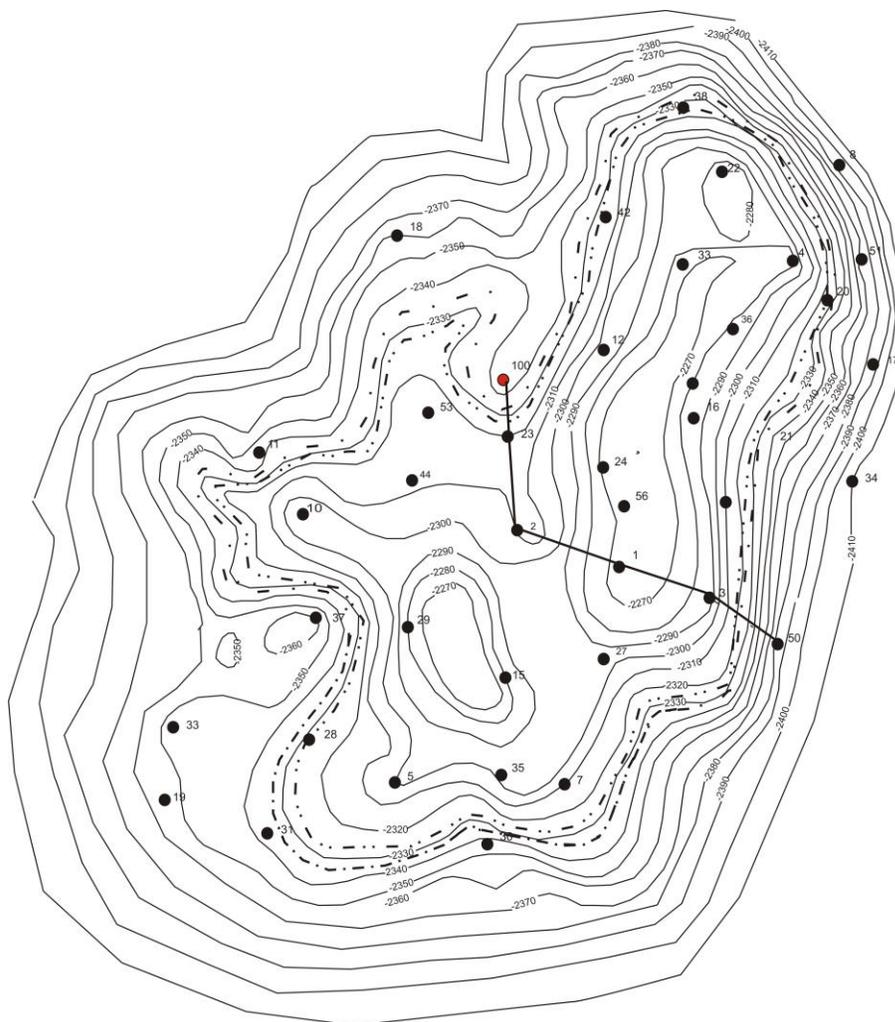


Рисунок 10 – Схема размещения проектной скважины №100 Мыльджинского месторождения на структурной карте по отражающему горизонту Б (баженовская свита)

На рисунке 11 представлен разрез, построенный по линии скважин 100 -23-2-1 -3-50.

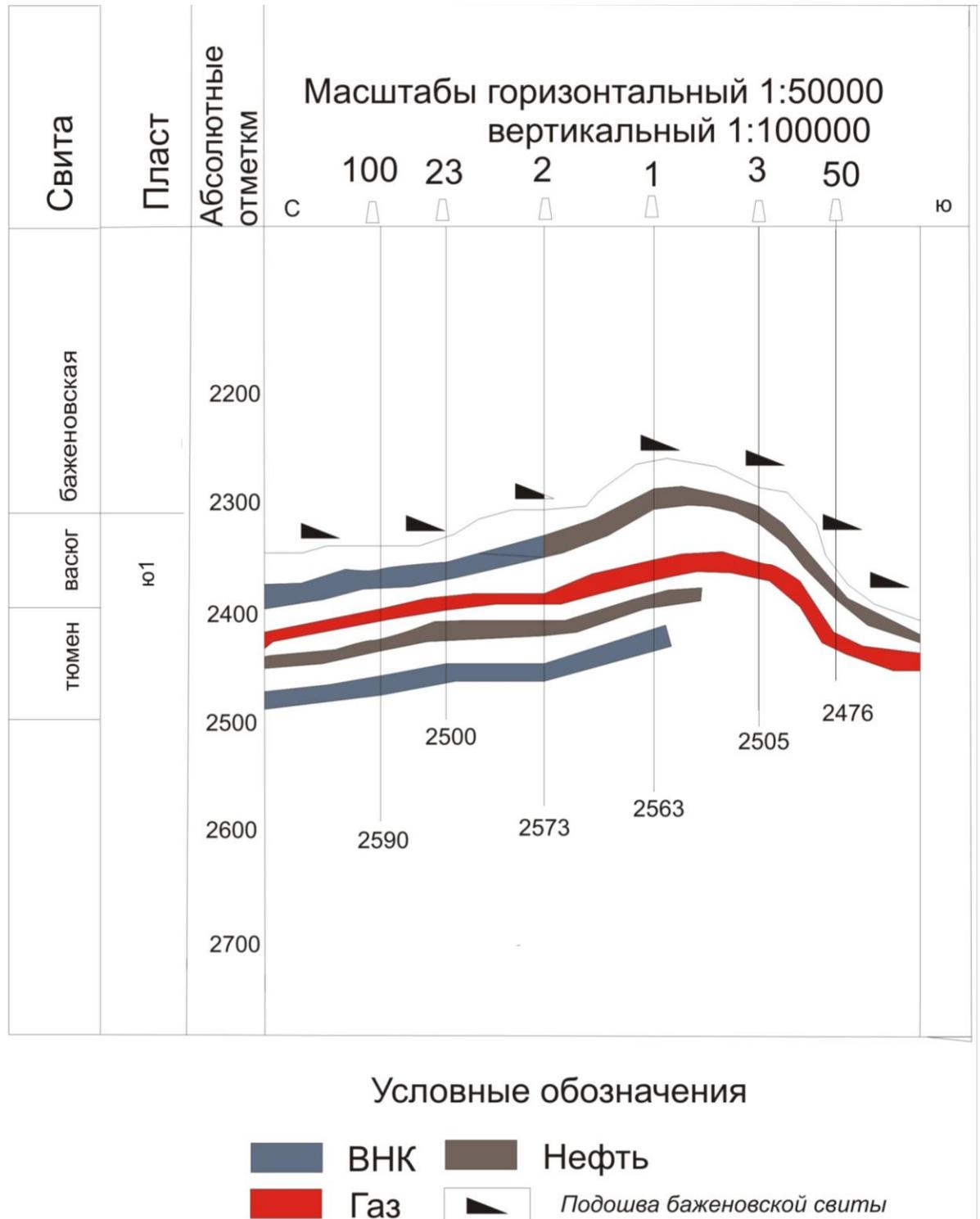


Рисунок 11 – Положение проектной скважины № 100 на разрезе I-I

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, МБК, МКЗ, БКЗ, ИК, ВИКИЗ, ГК, НКТ, ГГК–ЛП, АК, кавернометрия, ризистивиметрия.

2.2 Априорная ФГМ объекта

В разрезе юрских отложений вскрыты пласты Ю1¹, Ю1², Ю1³⁻⁴ и Ю2–3. При сопоставлении разрезов можно отметить, что пласты мало отличаются по эффективным мощностям и фильтрационно–емкостным свойствам (ФЕС), которые рассчитывались по составленным петрофизическим уравнениям и зависимостям для коллекторов Мылдзинского месторождения и по обобщенным алгоритмам для Средне–Васюганского мегавала (см. табл. 2 и 3), но существенно различаются по характеру и степени насыщения коллекторов.

В целом горизонт Ю1 характеризуется невысокой расчлененностью равной 7–10 и, сравнительно, высокими значениями коэффициентов песчаности от 0,455 до 0,591. Пористость коллекторов изменяется в скважине от 0,115 до 0,194, средневзвешенное значение составляет 0,175. Проницаемость коллекторов изменяется в скважине от 0,6 до 85,9 мД, средневзвешенное составляет 36,6 мД. Нефтегазонасыщенность изменяется от 0,324 до 0,831, средневзвешенное значение составляет 0,645.

Коллектор в пласте Ю1¹ характеризуется низкими ФЕС: $h_{эфф}=0,8$ м, $K_p=0,130-0,140$, $K_{пр}=1,6-2,0$ мД, но высоким $K_{нг}=0,694-0,759$. При удалении на 55,0 м (по кровле пласта) от условного уровня контакта, принятого на абсолютной глубине –2329.2 м водонасыщенность этого пропластка составила $K_v=0,306$, что ниже минимально возможных значений 0,409 и свидетельствует о присутствии только минерально связанной воды. По своим параметрам этот песчаник интерпретируется как газонасыщенный:

– по методике разделения коллекторов по зонам нефтегазонасыщенности, построенной на основе расчетов коэффициентов водонасыщенности с учетом капиллярных давлений и фазовых проницаемостей этот прослой попадает в зону с предельно возможной для

него нефтегазонасыщенностью и по характеру насыщения газонасыщен с отсутствием свободной воды в поровом пространстве;

– по методике оценки характера насыщения и обводненности коллекторов по их удельному электрическому сопротивлению, водонасыщенности и пористости, построенной с учетом фазовых проницаемостей этот коллектор газонасыщен и находится далеко за пределами зоны обводнения.

Характер насыщения:

– по расчетным значениям коэффициентов водонасыщенности пласт Ю2–3 в некоторых скважинах попадает в зону с остаточным нефтегазонасыщением и по насыщению водонасыщен, а в некоторых, наоборот, к зоне с остаточным водонасыщением и по насыщению газонасыщен;

– по палетке результаты расчетов практически подтверждаются, за исключением отдельных не существенных расхождений (см. рис. 8);

По результатам интерпретации всех данных ГИС построена физико–геологическая модель продуктивной части для Мыльджинского месторождения.

Как видно из модели, разрез месторождения сильно изрезан по геофизическим данным, что говорит о частом переслаивании литологических разностей, представленных глинами, песчаниками, карбонатизированными песчаниками и углями.

С увеличением мощности пласта Ю1³⁻⁴ наблюдается увеличение значений на диаграмме ИК. Это объясняется тем, что с увеличением мощности пласта происходит увеличение карбонатизации песчаника. Затем с уменьшением карбонатизации уменьшаются значения ИК.

В целом же, значения геофизических параметров по разрезу носят равномерный характер. При уменьшении глинистости наблюдается увеличение нефтегазонасыщенности, это связано с заполнением нефтью или газом большего пространства освободившегося объема пор в песчанике. Наибольший коэффициент нефтегазонасыщенности и, следовательно, низкие значения глинистости соответствуют пласту Ю1³⁻⁴, а также для него характерна высокая пористость и проницаемость.

2.3 Выбор методов и обоснование геофизического комплекса

По результатам проведенного анализа геофизических исследований в ранее пробуренных на месторождении скважинах были выделены следующие стратиграфические комплексы:

Киялинская свита – 1470 м
 Тарская свита – 2012м
 Куломзинская свита – 2090 м
 Баженовская свита – 2370 м
 Васюганская свита – 2380 м
 Тюменская свита – 2420м

Забой скважины №100 -2590.

В таблице 9 представлен комплекс работ.

Таблица 9 – Проектный комплекс ГИС в скважине №100

Вид работ	Масштаб	Интервал
Стандартный каротаж КС, ПС	1:500	0-900,900-2500,2200-2590
ГК	1:500	0-2000
Резистивиметрия	1:500	2000-2590
Кавернометрия	1:500	0-1200
Инклинометрия	1:500	0-2590
Индукционный метод	1:200	1750-2590
БКЗ	1:200	1700-2590
БК	1:200	1000-2000
ВИКИЗ	1:200	2250-2550
МКЗ	1:200	0-1000
АК	1:200	1500-2590
Радиоактивный ГК, НКТ	1:200	2300-2590

Исходя из опыта ранее проведенных работ, можно сделать вывод, что проектируемый комплекс методов достаточен для решения задач поставленных в геологическом задании.

Выбор методов исследования скважин должен проводиться исходя из необходимости решения следующих геологических задач:

- а) литологическое расчленение и корреляция разрезов скважин;
- б) выделение коллекторов и определение эффективных толщ;
- в) определение коэффициентов пористости, проницаемости, глинистости;

г) определение характера насыщенности коллекторов и местоположений ВНК.

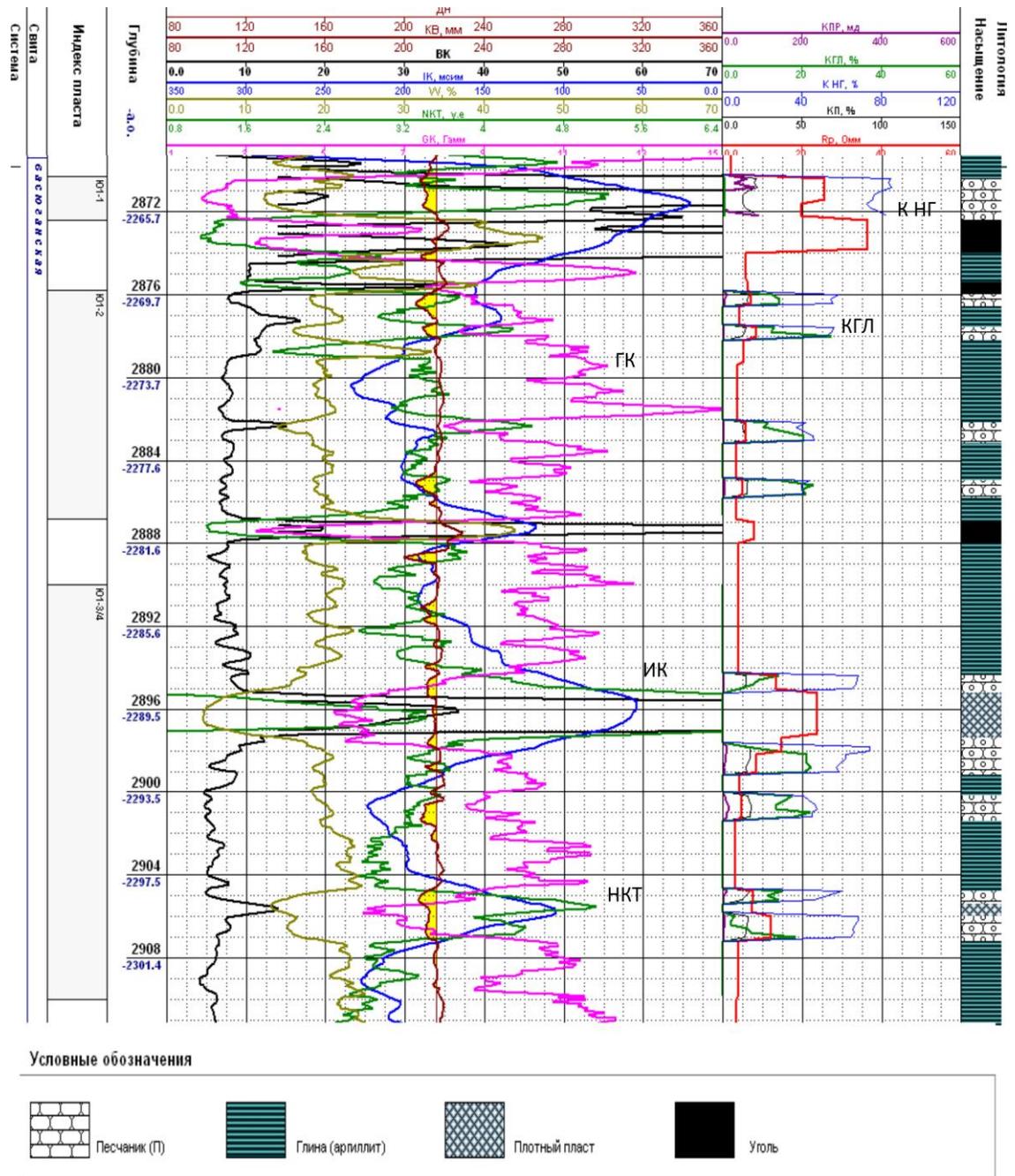


Рисунок 12 – Физико–геологическая модель горизонта Ю₁ Мыльдзинского месторождения

Для литологического расчленения разреза и выделения коллекторов могут применяться следующие методы: ПС, КС, МКЗ, ИК, АК, кавернометрия.

Для определения коэффициента пористости используются методы НКТ, ГТК–п, ПС, ЭК, АК. Глинистость определяется методами ГК, ПС. Коэффициент проницаемости определяется методами ПС, БК.

Характер насыщения коллекторов и местоположения ВНК при наличии зоны проникновения определяются методами БКЗ, БК, ВИКИЗ.

Методы электрического каротажа дают основные сведения при литологическом расчленении разреза, выделении границ пластов, их идентификации по разрезу и проведение корреляционных линий. Выделение проницаемых интервалов производится по наличию отрицательных аномалий ПС.

Метод потенциалов собственной поляризации горных пород (ПС) основан на изучении естественного стационарного электрического поля в скважинах, образование которого связано с физико–химическими процессами, протекающими на поверхности раздела скважина–порода и между пластами различной литологии. Потенциалы собственной поляризации пород обусловлены диффузией солей из пластовых вод в промывочную жидкость и наоборот; адсорбцией ионов на поверхности минеральных частиц горной породы; фильтрацией вод из промывочной жидкости в породы и пластовых вод в скважину; окислительно–восстановительными реакциями, происходящими в породах и на контакте их с промывочной жидкостью.

В общем случае пески, песчаники, алевролиты и алевроиты легко отличаются по кривой ПС от глин.

Породы с низкой диффузионно–адсорбционной активностью (чистые и слабоглинистые песчаники) отмечаются на кривых ПС глубокими отрицательными аномалиями $U_{пс}$, породы с высокой активностью (глины и сильноглинистые породы) – положительными аномалиями $U_{пс}$.

Против нефтегазоносных чистых песчано–алевритовых пластов аномалия ПС практически такая же, как и против водоносных. Против нефтегазоносных глинистых пластов амплитуда ПС снижается относительно амплитуды ПС против такого же водоносного пласта. Это происходит вследствие повышения сопротивления коллектора, а также изменения диффузионно–адсорбционной активности. Степень снижения амплитуды ПС, вследствие глинистости, характеризуется величиной $a_{пс}$.

$a_{пс} = U_{пс} / U_{пс\text{ оп}}$, где

$U_{пс}$ – амплитуда ПС против текущего пласта;

Упс оп– амплитуда ПС против опорного пласта. За опорный пласт принимаются хорошо проницаемые не глинистые песчаники (чаще всего водоносные пласты).

Боковое каротажное зондирование (БКЗ) применяется для определения удельного сопротивления пласта $\rho_{п}$ удельного сопротивления зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт $\rho_{зп}$, диаметра зоны проникновения $D_{зп}$. Сущность БКЗ заключается в измерении $\rho_{к}$ в исследуемом интервале скважины градиент – или потенциал–зондами различной длины, a , следовательно, и с различным радиусом исследования.

В интервале проведения БКЗ определяется удельное сопротивление промывочной жидкости резистивиметром и диаметр скважины – каверномером.

Также для расчленения разреза используют микрокаротаж (МКЗ). Это исследования двумя микрозондами (градиент–микрозондом и потенциал–микрозондом) существенно малой длины, установленными на прижимном изоляционном башмаке. Измеряемая величина – кажущееся удельное электрическое сопротивление прискважинной зоны в пределах радиуса исследования каждого зонда. Единица измерения – Ом–метр (Ом·м). Микрозондирование служит для детального изучения ближней зоны. Поскольку радиус исследования градиент–зонда много меньше, чем потенциал зонда, на его показания большое влияние оказывает глинистая корка, образующаяся в коллекторах. Сопротивление глинистой корки меньше сопротивления породы, поэтому о ее наличии и, следовательно, о наличии коллектора свидетельствует занижение $\rho_{к}$, измеренного градиент–микрозондом, по отношению к $\rho_{к}$, измеренному потенциал–зондом. В непроницаемых пластах показания обоих зондов совпадают. В плотных пластах наблюдается изрезанность кривых МКЗ, в пластах–коллекторах расхождение показаний. Удельное электрическое сопротивление, в основном, зависит от насыщающего его флюида и от коэффициента пористости. Также от сопротивления зоны проникновения и остаточной нефтегазонасыщенности.

Боковой каротаж (БК) проводится с целью выделения маломощных пластов коллекторов, для уточнения эффективных мощностей, определения удельного сопротивления. Высокая расчленяющая способность бокового каротажа обеспечивается формой кривой КС и наличием экранированных электродов, которые препятствуют растеканию тока от основного электрода по скважине и обеспечивают направление его непосредственно в пласт, вследствие чего влияние скважины и вмещающих пород на результаты измерений сводятся к минимуму.

В индукционном каротаже (ИК) изучается удельная электропроводность горных пород посредством индукционных токов. В отличие от других электрических методов каротажа, при

ИК не требуется непосредственного контакта измерительной установки с промывочной жидкостью, что само–собой исключает ее влияние на измерения. Это дает возможность применять ИК в тех случаях, когда используется промывочная жидкость, приготовленная на нефтяной основе.

Хорошие результаты получают при исследовании ИК пород низкого и среднего сопротивления, при наличии повышенного проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт.

По диаграммам ИК более точно определяется положение водонефтяного контакта и удельное сопротивление водоносных коллекторов низкого сопротивления.

Кривая кажущейся удельной проводимости при ИК регистрируется в линейном масштабе. Она соответствует перевернутой кривой кажущегося сопротивления в, практически, гиперболическом масштабе. В связи с этим в области низкого удельного сопротивления кривая оказывается растянутой, а в области высоких сопротивлений – сжатой, по сравнению с кривыми сопротивлений, записанными в обычном масштабе. Благодаря этому усиливается дифференциация кривой ИК против пород, имеющих низкое ρ_n , и происходит сглаживание ее против пород с высоким удельным сопротивлением. На кривой ИК более наглядно, чем на кривых сопротивлений, выделяется область переходной зоны.

По одной кривой ИК удельное сопротивление пласта можно определить только при отсутствии проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт или при неглубоком его проникновении. Поэтому индукционный каротаж применяют в комплексе с другими методами сопротивлений. При комплексных измерениях (БКЗ, БК, ВИКИЗ) возможно более надежное выделение в разрезе пластов–коллекторов и определение их удельного сопротивления ρ_n ; зоны проникновения $r_{зп}$ и диаметра проникновения $D_{зп}$

Главная цель бокового каротажного зондирования (БКЗ) – определение истинного удельного сопротивления пластов. БКЗ может быть проведено потенциал–зондом (ПЗ) и градиент–зондом (ГЗ). В нашем случае исследования будут проведены комплексом подошвенных градиент–зондов А4М0.5N; А0.4М0.5N; А1М0.5N, кровельным градиент–зондом N0.5М2.0А и кровельным потенциал–зондом N6.0М0.5А в масштабе глубин 1:200.

При помощи этого метода определяется ρ_n и параметры зоны проникновения промывочной жидкости ($D_{зп}/D_{скв}$, $R_{зп}/R_{скв}$).

Акустический каротаж (АК) основан на возбуждении в жидкости, заполняющей скважину, импульса упругих колебаний и регистрации волн, прошедших через горные породы,

на заданном расстоянии от излучателя в одной или нескольких точках на оси скважины. Возбуждение и регистрация упругих волн при АК осуществляется с помощью электроакустических преобразователей. Данные акустического каротажа в комплексе с другими методами используются для литологического расчленения разрезов скважин, выделения пластов–коллекторов и определения их пористости.

Гамма–каротаж (ГК) основан на изучении естественной гамма активности пород вдоль ствола скважины. Естественная гамма активность горных пород в основном обусловлена присутствием в них естественных радиоактивных элементов – урана 92^{238}U и продуктов его распада радия 88^{226}Ra , тория 90^{232}Th и радиоактивного изотопа калия 19^{40}K . Самопроизвольный распад атомных ядер которых, в естественных условиях, сопровождается гамма–излучением. Гамма излучение представляет собой высокочастотное коротковолновое излучение, граничащее с жестким рентгеновским излучением. Оно возникает в результате ядерных процессов и рассматривается как поток дискретных частиц–квантов. Благодаря своей высокой проникающей способности гамма–излучение имеет практическое значение при исследовании разрезов скважин (γ –лучи полностью поглощаются лишь слоем пород толщиной 1 м); наличие обсадной колонны не является препятствием для проведения исследований.

На Мыльджинском месторождении высокой гамма–активностью обладают чистые глины. Менее радиоактивны песчаные глины, за ними идут глинистые пески и карбонатные породы. Аномально низкие значения ГК характерны для пластов углей и известняков.

Показания ГК являются функцией не только радиоактивности пород, но и их плотности. При одинаковой гамма – активности породы с большей плотностью отмечаются меньшими показаниями ГК из–за более интенсивного поглощения ими γ –лучей.

Сущность метода плотности тепловых нейтронов (НКТ) заключается в исследовании интенсивности тепловых нейтронов по разрезу скважины на заданном расстоянии (длине зонда) от источника быстрых нейтронов, которые в результате замедления породообразующими элементами превратились в тепловые. Плотность тепловых нейтронов определяется числом нейтронов, замедлившихся до тепловой энергии, числом нейтронов, поглотившихся в исследуемой среде, а также длиной зонда. Регистрируемая интенсивность тепловых нейтронов в данном методе зависит от замедляющей и поглощающей способности горной породы, т.е. от водородосодержания и наличия элементов с высоким сечением захвата тепловых нейтронов.

По данным нейтронного метода возможно выделение пластичных глин – покрышек и определение структуры глинистых пластов, а также выделение плотных прослоев и зон

углефикации и битуминизации. Данные нейтронного каротажа, в совокупности с другими методами, также информативны при разделении водо–нефтенасыщенных пластов, но только при высокой минерализации пластовых вод, и дают основную информацию при изучении газонасыщенных интервалов, где показания НГК резко увеличиваются. Методами нейтронного каротажа скважин исследуют пространственное распределение плотности надтепловых и тепловых нейтронов.

БКЗ не эффективно при $H_{пл} \leq 4\text{м}$ (экранный эффект), поэтому используем метод высокочастотных каротажных изопараметрических зондирований (ВИКИЗ), который предназначен для исследования пространственного распределения удельного сопротивления пород, вскрытых скважинами, бурящимися на нефть и газ. С помощью метода ВИКИЗ можно выделить и оценить параметры радиальных неоднородностей в области проникновения, в том числе скоплений соленой пластовой воды (“окаймляющие зоны”).

Резистивиметрия применяется для определения удельного электрического сопротивления промывочной жидкости, заполняющей скважину. Сведения об удельном электрическом сопротивлении промывочной жидкости используются для количественной интерпретации данных БК, БКЗ, ИК, ВИКИЗ; определения минерализации пластовых вод по результатам метода потенциалов ПС.

Инклинометрия позволяет определить положение ствола скважины в пространстве с учетом зенитного и азимутального углов. Зенитный угол характеризует величину отклонения скважины в данной точке от вертикали. Это важно учитывать в процессе бурения скважины. Искривление скважины необходимо знать для правильного установления глубины залегания пластов и построения геологического разреза, введение поправок на определение мощности пластов, контроля смещения оси скважины от заданного направления.

Кавернометрия – еще одним метод для расчленения разреза. Измеряемая величина – диаметр скважины в миллиметрах (мм). Кавернометрию проводят каверномером для определения фактического диаметра необсаженной скважины. Диаметр ствола, соответствующий диаметру долота или коронки, называют номинальным. Увеличение диаметра против номинального – образование каверн – характерно для глин, солей, углей, песков, трещиноватых известняков, уменьшение – для пород коллекторов. Уменьшение диаметра скважины в коллекторах связано с образованием глинистой корки вследствие фильтрации промывочной жидкости в пласт.

Анализируя результаты работ проведенных ранее можно сделать следующие выводы: хорошей расчленяющей способностью обладает метод ИК. Наиболее простым, но достаточно хорошим для оценки литологического состава пород является метод ПС, по данным которого рассчитывается относительный параметр $\alpha_{\text{пс}}$, практически напрямую зависящий от глинистости пород. Также параметр $\alpha_{\text{пс}}$ используется для определения пористости и проницаемости коллекторов. Для уточнения коэффициента пористости будем использовать метод акустического каротажа. Глинистость горных пород достаточно точно определяется по методу ГК. Определение коэффициента глинистости по данным ГК, основано на близкой к прямой зависимости этого коэффициента, от естественной гамма-активности песчано-глинистых пород.

При решении любых задач в области ГИС, необходим контроль за техническим состоянием скважин, для этого применяется инклинометрия и резистивиметрия. Инклинометрия позволяет регистрировать изменение зенитного азимутального угла скважины, что необходимо при определении истинных мощностей пластов, а с помощью резистивиметрии производится контроль за удельным электрическим сопротивлением промывочной жидкости в стволе скважины, что необходимо при интерпретации данных БК, ИК и ПС.

Опираясь на анализ результатов ранее проведенных геофизических работ (раздел 1.5), мы выбираем следующий комплекс методов: электрокаротаж (МКЗ, БКЗ, ПС, БК, ИК), АК, радиоактивный каротаж (ГК, НКТ, ГГК-п), ВИКИЗ, а также инклинометрия, резистивиметрия, кавернометрия.

2.4 Методика и техника полевых работ

Геофизические исследования скважин на Мыльджинском месторождении будут проводиться согласно “Технической инструкции по проведению геофизических исследований в скважинах” утвержденной Министерством геологии СССР 4 мая 1984 года.

Выбор методики и аппаратуры основывался на геофизической изученности по результатам предыдущих работ.

Стандартный каротаж планируется производить прибором КИА-723М, с масштабом записи кривых ПС – 12.5 мВ/см и КС – 2,5 Ом/см. Скорость записи — 1800 м/час.

Боковой каротаж будет проводиться прибором КИА-723М. Скорость записи 1800 м/час.

Индукционный каротаж, будет осуществляться аппаратурой КИА–723М. Масштаб записи кривой ИК – 20 мСим/см. Скорость записи – 1800 м/час. Контрольная запись не менее 50 м в интервале продуктивного пласта.

МКЗ будет проводиться аппаратурой МК–Г со скоростью 1000м/час

БКЗ будет проводиться комплексом подошвенных градиент–зондов А4М0.5N; А0.4М0.5N; А1М0.5N, кровельным градиент–зондом N0.5М2.0А и кровельным потенциал–зондом N6.0М0.5А. Масштаб записи 2,5 Омм/см, скорость регистрации 2000 м/ч, применялась аппаратура КИА–723М

Для регистрации НКТ и ГК будет применяться скважинный прибор РКС–3М. Каротаж будет проводиться со скоростью записи – 160 м/час. Контрольная запись не менее 50 м в продуктивной части разреза.

Кавернометрия будет выполняться аппаратурой СКПД–3 со скоростью регистрации 1700 м/ч.

Инклинометрия проводится прибором ИОН–1, позволяющим проводить как не прерывную запись, так и запись по точкам через 10 м.

Для спуска и подъема скважинных приборов будет использоваться подъемник каротажный на базе Урал – 4320 – ПК – 3.5. Лебедка подъемника рассчитана на 5000 м трехжильного, бронированного геофизического кабеля.

Проведение промыслово–геофизических исследований (ПГИ) партией включает в себя подготовку к выезду на скважину, проезд до места проведения работ и обратно, подготовка скважины к проведению ПГИ, проведение геофизических исследований, заключительные работы на скважине, заключительные работы на базе.

Подготовка к выезду на скважину.

Любые виды промыслово–геофизических исследований на скважинах проводятся по решению, согласованному между геологической службой заказчика и геолого–геофизической службой подрядчика.

Методы, результаты которых пересчитываются в физические единицы либо подвергаются количественной интерпретации, должны иметь метрологическое обеспечение. Эталонировка методов ПГИС на метрологических установках, должна проводиться не реже одного раза в три месяца и после каждого ремонта. Запись не эталонированной аппаратурой

запрещается. Перед выездом на скважину производится проверка исправности аппаратуры ее комплектность, наличие эталонировок.

Разметку геофизического кабеля производят на установке УРС–1 через 10 м (двойные метки через 100 м), с нанесением тройных, четверных, пятерных контрольных меток. Разметка сопровождается актом на промер кабеля.

Перед выездом на скважину начальник промысловой партии и инженер оператор должны ознакомиться с геофизическими и промысловыми материалами, им должны быть выданы на скважину копии диаграмм стандартного каротажа, ГК, МЛМ и выборочно материалы предыдущих исследований.

Проезд на место проведения работ и обратно.

Проезд производится по маршруту, указанному в путевом листе. Ответственным за проезд партии к месту работ и обратно является начальник промысловой партии.

При переездах строго соблюдаются меры безопасности, установленные для соответствующих видов транспорта, на которых осуществляется проезд партии к месту выполнения заявки и обратно.

Подготовка скважины к исследованиям.

Промысловая партия выполняет исследования в соответствии с заявкой на проведение работ. Порядок приема и выполнения заявок регламентируется двусторонними договорными отношениями. В заявке указываются данные по скважине и название типового или специального комплекса ПГИС. Заявка составляется геологической службой заказчика по утвержденной форме.

Заявка на проведение работ и акт готовности скважины вручается начальнику промысловой партии до выполнения работ на скважине, при отсутствии заявки либо акта на готовность скважины проводить исследования запрещается.

При проведении геофизических работ обязательно присутствие на скважине представителя заказчика, который несет ответственность за правильность выполнения технологических операций, связанных с непосредственным использованием скважинного оборудования.

Ствол скважины должен быть подготовлен для беспрепятственного прохождения приборов до объекта исследований и его беспрепятственного подъема после окончания работ. Подготовка ствола скважины осуществляется службами заказчика. Качество подготовки должно

проверяется шаблонированием. Диаметр шаблона должен быть на 10 мм меньше минимального проходного отверстия и иметь длину не менее 2.5 м. Результаты шаблонирования должны быть документально оформлены в акте на готовность скважины.

Проведение геофизических исследований.

Промыслово–геофизические работы должны проводиться с соблюдением действующих инструкций по технике безопасности и санитарных правил по работе с РВ и ИИИ.

Запрещается проведение работ на скважине, не связанных с геофизическими исследованиями, выполнение работ при выбросах, неисправности герметизирующего устьевого оборудования, отсутствии освещения устья скважины в ночное время.

На скважине геофизическая партия выполняет программу исследований в зависимости от заказанного комплекса ПГИС.

В начале спуска прибора выполняются операции по ручному проталкиванию прибора в скважину. Скорость спуска прибора в скважину не должна превышать 2500 м/час, скорость подъема – не более 2000 м/час, перед воронкой НКТ скорость прибора снижают до 500 м/час, последние 100 м кабеля выбирается из скважины вручную.

В процессе спуска прибора в скважину контролируется качество брони кабеля. Применять «сращенный» кабель запрещается.

При переделке кабельного наконечника на скважине ремонт в обязательном порядке оформляется актом на ремонт кабеля. К акту прилагается запись магнитных меток. Запись производится от первой двойной метки с остановкой кабельного наконечника на устье скважины.

При неоднократных остановках прибора на спуске выше подошвы интервала детальных исследований, дальнейшие работы прекращаются по согласованию с представителем заказчика.

Для подтверждения остановок прибора выполняются исследования «Определение положения элементов конструкции скважины (СК–ТС5)». В случае возникновения осложнений после выполнения части программы исследований, дополнительно к записям СК–ТС5, начальником партии совместно с представителем заказчиком составляется обоюдный акт на сокращение программы исследований по техническим условиям скважины, являющийся основанием для оплаты выполненной части объемов работ по факту. Акт составляется по установленной форме.

При невозможности выполнения программы исследований, в полном объеме, по геолого–техническим условиям, определенным для каждого комплекса ПГИС в отдельности, дальнейшие работы по выполнению заявки отменяются начальником промысловой партии, по согласованию с заказчиком. Для подтверждения несоответствия геолого–технических условий поставленной задаче выполняются исследования «Определение положения элементов конструкции скважины (СК–ТС5)».

В случаи возникновения единичной «затяжки» кабеля, работы в скважине должны быть немедленно прекращены. Прекращение работ оформляется актом, подтверждающим возникновение аварийной ситуации. Акт составляется по установленной форме.

В случае «прихвата» или обрыва прибора в скважине начальник партии незамедлительно ставит в известность об этом факте свое непосредственное руководство. Дальнейшие работы по устранению аварии проводятся по специальному плану.

При возникновении, не предусмотренного программой исследований простоя, возникшего не по вине геофизической партии, начальником партии совместно с ответственным представителем заказчика составляется обоюдный акт на подтверждение фактического времени вынужденного простоя, которое в данном случае расценивается как технологическое дежурство. Акт составляется по установленной форме.

При выполнении исследований комплексным прибором определяется основной метод, который определяет направление, скорость и режим работы скважины. В любом случае при записи обязательна настройка и регистрация в файл всех параметров входящих в состав комплексного прибора.

Все методы, выполняемые в интервале детальных исследований, должны быть продублированы. Контрольные записи выполняются с теми же параметрами регистрации, что и основные. Необходимо строго следить за совпадением скоростей, основной и контрольной записей.

Заключительные работы на скважине.

После выполнения программы геофизических исследований геофизическая партия выполняет демонтаж оборудования согласно техническим проектам на производство работ и требованиям техники безопасности.

Начальник геофизической партии на скважине, по требованию ответственного представителя заказчика, выдает предварительное заключение и осуществляет визуализацию

геофизической информации, в рамках своей компетентности, и возможностями по обработке геофизической информации в полевых условиях. Содержание выдаваемых оперативных заключений, в зависимости от выполняемого комплекса ПГИС, рассматривается в рамках регламента на проведение типовых и специальных комплексов и определено в соответствующих приложениях.

К цифровым материалам исследований составляется сопроводительный документ – «Операторский бланк». Операторский бланк составляется на бумажном бланке либо оформляется в виде текстового файла. Операторский бланк заполняется, в последовательности предусмотренной выполнением программы исследований.

Цифровые материалы записываются на жесткий диск геофизической станции и сохраняются до выдачи результатов геолого–промысловой интерпретации заказчику. Копия файлов передается в КИП на переносном «твердом носителе» с обязательным дублированием информации. Название файлов должно в точности совпадать с названиями в столбце «файл» операторского бланка.

Выполненные объемы работ оформляются в виде акт–наряда, на проведение ПГИ и визируются ответственным представителем заказчика. Содержание акт–наряда должно точно соответствовать нормативным затратам времени на выполнение программы исследований. Заключительные работы на базе.

По возвращению на базу геофизическая партия сдает приборы и оборудование для проверки и производства профилактических работ на базе.

Начальником партии проводится окончательное оформление документации и отправка геофизических материалов в КИП.

Аппаратура лаборатории выполнена в блочном исполнении, каждый блок представляет функционально законченное устройство.

Блок геофизический (БГФ) обеспечивает непрерывный автоматический сбор телеметрической информации от скважинного прибора и ее декодирование. БГФ также выполняет измерение глубины и ее коррекцию по магнитным меткам с учетом коррекции ролика, вычисляет скорость движения скважинного прибора, а также регистрирует натяжения кабеля. Лаборатория работает с датчиками глубины импульсного типа (Кедр ДГИ-1) или сельсином. При работе с сельсином он питается от самой лаборатории напряжением 12 В, при этом информация с него принимается без использования сельсин-приемника. Входные аналоговые сигналы оцифровываются быстродействующим 14-разрядным аналого-цифровым преобразователем с максимальной частотой выборки 3 МГц. После этого сигнал поступает на вход сигнального процессора, где он декодируется и передается для регистрации на компьютер.

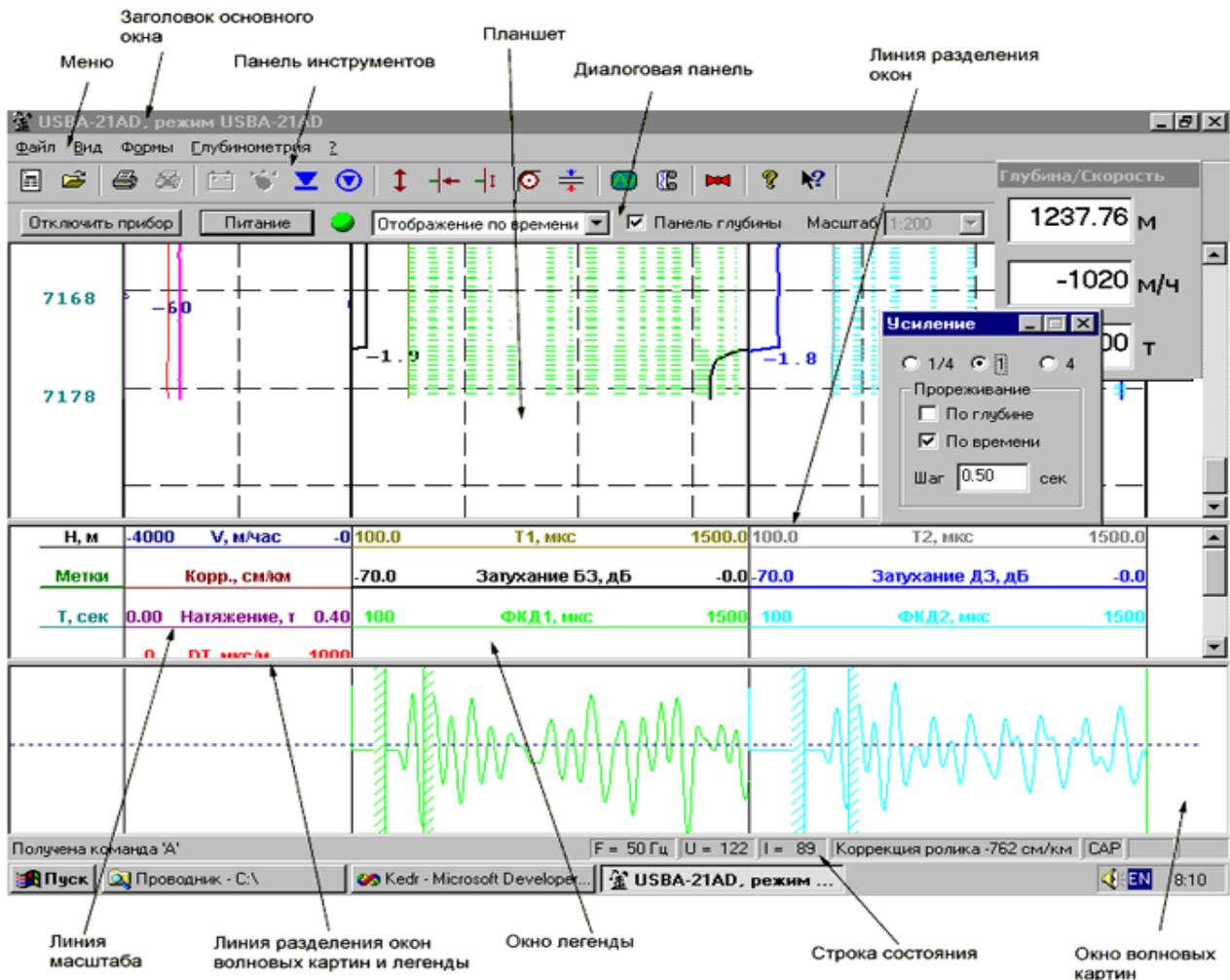


Рисунок 14 - Основное окно программы ГЕОФИЗИКА

Информация передается по стандартному сетевому протоколу Ethernet, что обеспечивает высокую скорость обмена данными и аппаратную независимость от типа применяемого компьютера. Кроме того, в БГФ находится источник управляющих напряжений (ИУН), представляющий собой источник постоянного тока с диапазоном выходного напряжения ± 250 В и тока ± 511 мА. Команды оператора на другие блоки транслируются также через БГФ по последовательному межблочному каналу обмена.

Универсальный источник питания (УИП), разработанный в фирме "Геофизмаш" является "самым универсальным" из всех известных в настоящее время источников питания геофизической аппаратуры. Он обеспечивает формирование стабилизированного постоянного, переменного (синусоидальной или прямоугольной формы) напряжения или тока, или смесь (переменный ток со сдвигом на постоянную составляющую).

Блок коммутации. Осуществляет необходимые коммутации между тремя жилами кабеля, двумя источниками питания и входами АЦП блока геофизического, а также формирует кодовые импульсы, необходимые для управления некоторыми скважинными приборами.

Источник бесперебойного питания (ИБП) обеспечивает питание аппаратуры при сбоях питания. Емкости батареи достаточно, например, для работы прибора СРК-73 в течение 2 часо

2.5 Метрологическое обеспечение работ

Повышение качества геофизических исследований невозможно без широкого применения метрологического обеспечения и стандартизации геофизической аппаратуры и оборудования.

Актуальная задача специалистов аппаратного участка и метрологической службы состоит в полном охвате всех используемых для записи геофизических параметров приборов, оборудования, аппаратуры, периодическими поверками и калибровками с целью приведения их технических характеристик в соответствии с их паспортными и эталонными значениями. Персонал метрологического участка прошел специальные курсы обучения с присвоением квалификации метролога геофизической аппаратуры и оборудования.

В качестве рабочего инструмента используется программное обеспечение компьютеризованного рабочего места "АРМ-метролога".

Основопологающим нормативным документом является схема обязательного метрологического контроля геофизической аппаратуры, где расписаны типы геофизической

аппаратуры, средства калибровки, периодичность и виды контроля (периодичность в основном ежеквартальная, виды контроля – калибровка, градуировка испытание.) Периодической поверке подвергаются все комплексы аппаратуры находящейся в эксплуатации в составе скважинного прибора совместно с наземными средствами регистрации и каротажным кабелем.

Рабочее место метролога включает набор базовых поверочных устройств и систем, оборудование размещено в специально приспособленном здании.

Метрологическое обеспечение аппаратуры радиоактивного каротажа

•Базовая поверочная установка УПК–1 предназначена для поверки и калибровки измерительных каналов аппаратуры естественного гамма–каротажа – каналы ГК скважинных приборов радиоактивного каротажа – РКС–3М, РК5–76, РК–6, СРК–42М с помощью эталонного источника гамма–излучения. Поверочная установка ИПП–1, 2, 3, предназначена для поверки и калибровки измерительных каналов аппаратуры нейтронного каротажа в единицах эквивалентной пористости горных пород.

Набор моделей объемной плотности с аттестованными значениями для аппаратуры гама–гамма плотностного каротажа предназначен для поверки и калибровки скважинной аппаратуры СГП–2АГАТ в единицах объемной плотности горных пород.

УППП – установка для калибровки плотностного гамма–гамма каротажа каналов СГДТ–НВ по значениям плотности цементного камня в зацементированном и свободном участках колонны с различной толщиной стенок обсадной колонны.

УПЦМ – установка для калибровки скважинных цементомеров обсадных колонн большого диаметра ЦМ 8–12, предназначена для проверки и калибровки измерительных каналов в зацементированном и свободном участке колонны диаметром 8,10,12 дюймов.

Метрологическое обеспечение аппаратуры электрических методов.

Метрологическая поверка аппаратуры электрического каротажа КЗ–741, К1А–723М, Э–1, проводится согласно инструкциям по калибровке данных приборов с применением магазинов эквивалентных сопротивлений имитирующих сопротивление горных пород в измерительном диапазоне скважинных приборов. Аппаратура микрометодов поверяется в емкости большого диаметра, для исключения влияния окружающих пород с применением растворов с разным удельным сопротивлением, в свою очередь контролируемым с помощью лабораторного резистивиметра.

Метрологическое обеспечение аппаратуры индукционного каротажа АИК–5М, К1А–723М (индукционный зонд), производится с применением специальных эталонировочных тестов – колец, обеспечивающих несколько фиксированных значения проводимости окружающей среды, имитирующих проводимость горных пород.

Метрологическое обеспечение аппаратуры акустического каротажа АКВ–1, АКШ–42, МАК–2, МАК–3, СПАК–6 производится с применением специально изготовленных емкостей имитирующих стальную и асбоцементную колонну, с фиксированным временем пробега ультразвуковых волн и затуханием акустического сигнала.

Для СПАК–6 используется имитирующее устройство “ПАУК”, с рядом фиксированных значений времени пробега ультразвука на известной базовой длине по стальной ленте.

В последнее время все большее применение получает аппаратура широкополосного акустического каротажа, как в области контроля качества цементирования, так и в качестве инструмента для определения нефтегазонасыщенности горных пород, в связи с этим в 2002 году планируется приобретение поверочной установки для аппаратуры широкополосного каротажа.

Метрологическое обеспечение разметки геофизического кабеля осуществляется с помощью метрологической установки разметки кабеля УРС–10–10, позволяющей наносить магнитные метки глубины на броню геофизического кабеля на строго определенной мерной базе, с регулируемой величиной натяжения кабеля в процессе его промера. Установка автоматизирована и позволяет оперативно промерить геофизический кабель. Промер кабеля проводится с заданной периодичностью, исключающей ошибки в глубине связанные с вытяжкой кабеля.

При проведении ГИС на “обособленных” разведочных скважинах для разметки кабеля применяются мобильные установки ЛОТ–7М производства ЗАО “ТК Дельта–ЛОТ”

2.6. Камеральная обработка материалов

Однозначное определение литологии может дать только комплексное использование геофизических методов. В условиях песчано–глинистого разреза изучаемых месторождений наиболее уверенно выделяются по геофизическим характеристикам следующие литологические разности:

ГЛИНЫ. На диаграммах методов сопротивлений значения ρ_k низкие (2–5 Омм), повышающиеся с уплотнением глин, увеличением карбонатности и снижением пористости. В

связи с размыванием глин в процессе бурения, формируются каверны на стенках скважины, регистрируемые увеличением диаметра скважины против номинального ($d_c > d_n$) по каверномеру, а на микрозондах показания близки к сопротивлению бурового раствора ($\rho_{к\text{ МГЗ}} = \rho_{к\text{ МПЗ}} = \rho_c$). На диаграммах ПС положительные приращения, по ГК максимальные (7 – 14γ) значения, по НКТ средние значения (3 – 5 у.е.) и несколько выше, чем у песчаников.

ПЕСЧАНИКИ. Кажущиеся сопротивления ρ_k изменяются в широких пределах в зависимости от характера насыщения, пористости, цементации порового пространства, а показания зондов зависят от глубинности метода в радиальном направлении. Для неизменной части пласта у водонасыщенных пластов сопротивление порядка 1.5–4 Ом, у нефтенасыщенных – 4–10 Ом, а иногда и выше. Повышение глинистости у водонасыщенного коллектора повышает сопротивление, а у нефтенасыщенного снижает. По ПС отрицательные приращения, амплитуда которых увеличивается со снижением глинистости. В связи с формированием глинистой корки на каверномере снижение диаметра скважины ($d_c < d_n$), а на микрозондах превышение показаний потенциал–зонда ($\rho_{к\text{ МПЗ}} > \rho_{к\text{ МГЗ}}$). По ГК низкие значения (3–5γ), повышаются с ростом глинистости и зависят от минерального состава породы. По НКТ средние значения.

КАРБОНАТНЫЕ ПОРОДЫ: плотные известняки, доломиты, мергели. Повышенные показания на кривых электрометрии и НКТ. Низкие показания ГК, растущие с увеличением глинистого материала. На микрозондах отсутствует приращение. Диаметр скважины соответствует номинальному. Амплитуды ПС отрицательные, уменьшающиеся с увеличением глинистости и ростом сопротивления.

УГЛИ. Повышенные показания на кривых электрометрии. Минимальные интенсивности ГК и НКТ. Как правило, небольшие отрицательные амплитуды ПС, диаметр скважины и показания микрозондов зависят от прочностных свойств углей.

В реальных разрезах скважин могут встречаться различные переходные разности пород, например в зависимости от содержания глинистого материала: глинистый песчаник (20 – 50% глин), алевролит (50 – 80% глин), мергель (50 – 70% глин в известняках) и т.п., естественно, что и геофизические характеристики в этом случае будут изменяться в соответствии с содержанием глинистой фракции.

Выделение коллекторов

Основной предпосылкой для выделения коллекторов по геофизическим данным является их отличие от вмещающих пород неколлекторов по физическим свойствам (пористости,

глинистости, проницаемости).

Признаки коллектора делятся на прямые (качественные) и косвенные (количественные). Качественные признаки, используемые для выделения коллекторов, основаны на более высокой проницаемости коллектора по сравнению с вмещающими породами и на проникновении в коллектор фильтрата бурового раствора. Основные качественные признаки:

- сужение диаметра скважины по сравнению с номинальным, фиксируемое на кавернограммах (наличие глинистой корки), микрокавернограммах, профилеграммах;
- наличие положительных приращений на диаграммах микрозондов;
- наличие радиального градиента сопротивлений, определяемое по диаграммам электрических методов с различным радиусом исследования;
- изменение во времени показаний различных геофизических методов.

При выделении коллекторов по количественным признакам используются количественные критерии различных параметров, соответствующих границе коллектор–неколлектор. Обычно используются следующие геофизические параметры:

- коэффициент проницаемости и соответствующие ему для данного типа коллектора коэффициент пористости, глинистости, карбонатности;
- коэффициенты фазовой проницаемости по нефти, газу и воде;
- геофизические параметры: относительная амплитуда ПС, двойной разностный параметр ГК и другие для продуктивных и водоносных пластов, удельное электрическое сопротивление и параметр насыщения работающих и неработающих толщин, выделенных по данным расходомерии и дебитомерии.

2.7 Геологическая интерпретация геофизических данных

Обработка результатов геофизических исследований скважин включает в себя: приемку исходных геофизических материалов, их ввод и редактирование, преобразование кодовых значений аппаратуры в физические единицы, оценку качества исходных материалов, привязку к стратиграфическому разрезу скважины и особенностям конструкции эксплуатационной колонны, составление графических планшетов результатов интерпретации, создание и ведение архива данных, ведение геологической отчетности, доставка выдаваемых заключений в

геологические службы заказчика. Условно, вышеприведенные операции по обработке геофизических материалов, принято называть геофизической интерпретацией.

Конечным итогом является геолого-промысловое заключение по результатам проведенных исследований. Заключение составляется на основе комплексной геолого-геофизической интерпретации всей информации по скважине, включая результаты ГИС при строительстве скважины, оценки качества крепления ствола, определения емкостно-фильтрационных параметров пластов и их насыщения, а так же результаты предыдущих геолого-промысловых исследований с привлечением априорных данных по скважине и состоянию разработки месторождения. Такая комплексная оценка, относится к этапу геологической интерпретации.

Сложность решаемых при комплексной интерпретации задач, разнообразие геологических, промысловых и технических условий не позволяют дать общие формализованные программы геологической интерпретации ПГИС, для всех геолого-промысловых задач. По этой причине в данном разделе рассмотрены лишь общие методические вопросы проведения геологической интерпретации, а не конкретизированное содержание выдаваемых заключений.

Геофизическая интерпретация ПГИС

1. Первым пунктом выполнения геофизической интерпретации является приемка исходных материалов промыслово-геофизических исследований включающая в себя:

Интерпретатор производит загрузку исходных данных ГИС на сервер локальной сети КИП с переносного цифрового устройства.

Проверяется наличие документации:

- заявка на проведение ПГИС, акт на готовность скважины, наличие подписи ответственного представителя заказчика;
- наличие операторского бланка, с подписью начальника партии;
- наличие заполненного акт-наряда на выполненный объем работ (2 экземпляра), подписанного заказчиком и начальником партии.

Поступление заявки заносится в журнал приемки. В журнале указывается: дата каротажа, дата сдачи данных, название комплекса ПГИС, от кого принят материал.

В случае невозможности выполнения вышеуказанных пунктов, например не читается файл с переносного цифрового устройства, отсутствует перечисленная документация, приемка материала не производится, оперативно решается вопрос доставки недостающих материалов.

Производится копирование растровых образов документации на сервер локальной сети КИП.

2. Производится ввод исходных данных, редактирование глубин по магнитным меткам кабеля за сбой в работе аппаратуры, и перевод кодов аппаратуры в физические единицы по эталонировочным зависимостям. Ввод данных включает в себя проведение следующих операций:

а) проводится составление макета ввода данных, согласно операторскому бланку. В файл макета заносится: номер скважины, куста, код месторождения, дата каротажа. По каждому файлу данных заносятся данные: номер файла, номер канала, точка записи, тип записи, направление, шаг квантования, величины проверок, выбираются формула эталонировочной зависимости и вводятся коэффициенты эталонировок. Производится проверка наличия и сроков проведения эталонировок на базе и скважине.

б) При вводе проводится оценка качества цифровых материалов, согласно инструкции.

– Ввод данных производится в пределах автоматизированного рабочего места геофизика на персональном компьютере. Результаты ввода данных копируются в соответствующую директорию на сервер локальной сети КИП.

в) На следующем этапе производится редактирование исходных данных по глубине и амплитуде – нормализация разновременных замеров геофизических параметров, основных и повторных записей, привязка к разрезу скважины и особенностям конструкции Э/К.

г) На персональном компьютере создается рабочая интерпретационная директория. Производится поиск предыдущих архивных материалов ГИС необходимых для комплексной геолого–геофизической интерпретации текущего материала на сервере в локальной сети КИП. Архивные данные совмещаются с текущими, в пределах одного файла в рабочей директории.

д) Производится увязка по глубине и амплитуде текущих записей.

е) Производится оценка данных, согласно инструкции.

4. Производится обработка данных с получением пиковых, индексных кривых, параметров круговой развертки. Объем геофизической количественной интерпретации зависит от геолого–промысловой задачи и рассматривается для каждого комплекса в отдельности.

Общие действия по обработке данных заключаются в следующем:

а) Результаты количественной обработки сохраняются в рабочий файл.

б) Составляется обобщающее текстовое заключение в рабочей базе данных на основе результатов количественной и качественной интерпретации текущих промыслово–

геофизических данных, геологических, промысловых и технических условий проведения измерений в скважине и анализа разработки по месторождению в целом.

в) Оценивается качество исходных материалов по полученным результатам количественной интерпретации.

г) Составляется геологический отчет по выполненным текущим объемам ПГИС на скважине, каждому методу присваивается оценка качества – хорошо, удовлетворительно (дефект), брак, с подробным описанием характера дефекта, брака. Результаты заносятся в файловую таблицу на сервере КИП.

д) Производится визуализация выбранных методов с пометкой «для служебного пользования». Бракованные объемы в акт–наряде к оплате не предъявляются, в комплексной интерпретации брак не используется и заказчику не выдается.

ж) Составляется сводный геологический отчет по выполненным объемам работ, бракам и дефектам с периодичностью 1 месяц, 3 месяца, 6 месяцев, 12 месяцев. Производится визуализация сводных геологических отчетов по установленной форме.

5. Производится визуализация полученных результатов и сводного заключения. Выполняется:

- загрузка графического макета вывода с сервера локальной сети КИП в рабочую директорию. Макет выбирается согласно геологической задаче.

- загрузка в программу визуализации результатов интерпретации, текст заключения, исходные текущие материалы и результаты предыдущих измерений ГИС.

- проверка полученных результатов интерпретации начальником КИП и главным геологом ГС, утверждение полноты и правильности выдаваемых заключений.

- визуализация графического планшета заключения в пяти экземплярах.

- подтверждение выполняемого объема исследований в акт–наряде.

- создание экспортного файла данных в формате *.las.

6. Производится копирование на сервер КИП результатов интерпретации, создание архива геофизического материала, по определенной схеме.

7. Проводится проверка правильности файловой структуры архива и содержания сохраняемых файлов администратором базы данных архива.

8. Производится составление описи выдаваемых материалов заказчику, копирование экспортных файлов выдаваемых материалов на переносные цифровые устройства, на сервере КИП создается директория выдаваемых материалов согласно описи.

9. Производится доставка материала в геологические отделы заказчика.

Геологическая интерпретация ПГИС

Методика комплексной геолого–геофизической интерпретации направлена на решение задач контроля над разработкой газовых и нефтяных месторождений, решаемых промыслово–геофизическими методами. В случае если в рамках комплекса предусмотрено решение всех задач одновременно следует начинать интерпретацию с определения технического состояния скважины, а затем переходить к изучению эксплуатационных характеристик пласта и процесса вытеснения газа (нефти).

1. Исследования процесса вытеснения нефти в пласте.

Исследование процесса вытеснения газа (нефти) в пласте включает:

- контроль за перемещением газонефтяного (ГНК), газоводяного (ГВК) контактов;
- контроль над перемещением водонефтяного (ВНК) контакта;
- определение текущих и остаточных значений газонасыщения (K_g), (K_{go}) в пласте;
- определение текущих и остаточных значений нефтенасыщения (K_n), (K_{no}) в пласте;
- определение контуров газоносности (нефтяносности) залежи;
- контроль над продвижением фронта закачиваемых вод (ФЗВ).

2. Исследования эксплуатационных характеристик пласта.

ОЦЕНОЧНЫЕ ПАРАМЕТРЫ

Наиболее важными оценочными параметрами нефтегазового месторождения являются физические свойства пород K_p , $K_{p.o}$, $K_{p.эф}$, $K_{пр}$, $K_{гл}$, $K_{нг}$.

Все горные породы, слагающие земную кору, содержат полости (поры), которые в естественных условиях, заполнены пластовой водой, различного рода газами, нефтью или смесью этих флюидов.

Количественный объем всех видов пор и полостей в горных породах принято оценивать коэффициентом пористости (K_p).

$$K_p = V_n / V,$$

где V_n – объем полостей, заключенных в породе;

V – объем породы.

Важное значение, при изучении физических свойств породы, имеет вид полостей. В этом случае коэффициент общей пористости равен:

$$K_p = (V_{п.мз} + V_T + V_{кав}) / V = K_{п.мз} + K_T + K_{кав},$$

где $V_{п.мз}$, V_T , $V_{кав}$ – объемы пор межзерновых, трещин, каверн соответственно,
 $K_{п.мз}$, K_T , $K_{кав}$ – их коэффициенты.

Коэффициент общей пористости используют для построения петрофизических зависимостей. Он оценивает объем всех полостей, как сообщающихся между собой (открытых), так и не сообщающихся (закрытых).

$$K_{п} = (V - V_{ТВ}) / V = 1 - \delta_{пс} / \delta_{ТВ},$$

где V – объем сухой породы,

$V_{ТВ}$ — объем твердой фазы в породе,

$\delta_{пс}$, $\delta_{ТВ}$ – плотности сухой ненарушенной породы и твердой фазы соответственно.

Коэффициентом открытой пористости ($K_{п.о}$) оценивается объем пор сообщающихся между собой и с окружающей средой. Открытую пористость определяют путем взвешивания сухих и насыщенных керосином образцов пород.

$$K_{п.о} = V_{п.о} / V,$$

где $V_{п.о}$ – объем пор заполненных керосином.

Кроме того, существуют коэффициенты эффективной и динамической пористости.

Коэффициент эффективной пористости ($K_{п.эф}$) характеризует полезную емкость породы для углеводородов нефти и газа и представляет собой объем открытых пор за исключением объема, заполненного физически связанной и капиллярно–удержанной пластовой водой.

$$K_{п.эф} = (V_{п.о} - V_{в.св}) / V = K_{п.о} (1 - K_{в.св}),$$

где $K_{в.св}$ – коэффициент водонасыщения, определяющий содержание связанной воды в единице объема пор,

$V_{в.св}$ – объем связанной воды.

Достоверность величины $K_{п.эф}$ будет зависеть от точности определения количества связанной воды в породе.

Коэффициент динамической пористости ($K_{п.д}$) показывает в какой части объема породы при заданном градиенте давления может наблюдаться движение жидкости или газа. Этот объем определяют на содержащем остаточную воду и насыщенном керосине образце как разницу между объемом эффективных пор.

$(V_{п.о} - V_{в.св})$ и объемом пор $V_{н.о}$.

$$K_{п.д} = (V_{п.о} - V_{в.св} - V_{н.о}) / V = (V_{п.эф} - V_{н.о}) / V = K_{п.о} (1 - K_{в.о} - K_{н.о}),$$

Другим важным оценочным параметром является коэффициент проницаемости ($K_{пр}$).

Проницаемость – это свойство горных пород фильтровать через себя флюиды жидкости или газа под воздействием градиента давления. Лучшую проницаемость имеют грубообломочные породы (пески, песчаники, алевролиты). Тонко дисперсные породы (глины, аргиллиты) имеют весьма тонкие капилляры, поэтому практически не проницаемы. Такие породы часто служат экранами нефти и газа.

Для определения проницаемости горных пород обычно пользуются законом фильтрации Дарси: линейная скорость фильтрации жидкости в породе пропорциональна градиенту давления и обратно пропорциональна динамической вязкости. Коэффициент пропорциональности $K_{пр}$ в этом уравнении называют коэффициентом проницаемости породы:

$$v = Q/F = K_{пр}(1/\mu)(\Delta p_{пл}/\Delta L),$$

где v – линейная скорость фильтрации;

Q – объемный расход жидкости; F – площадь фильтрации;

μ – динамическая вязкость жидкости;

$\Delta p_{пл}$ – перепад давления;

ΔL – длина фильтрующей пористой среды.

$$K_{пр} = (Q \mu \Delta L) / (F \Delta p_{пл}).$$

Таким образом, за единицу проницаемости в 1 м^2 принимается проницаемость такой пористой среды, при фильтрации через образец которой площадью $F = 1 \text{ м}^2$, $\Delta L = 1 \text{ м}$ и при перепаде давления $\Delta p_{пл} = 1 \text{ Па}$ расход жидкости вязкостью $\mu = 1 \text{ Па} \cdot \text{с}$ составит $Q = 1 \text{ м}^3/\text{с}$.

Под абсолютной (или физической) проницаемостью понимают проницаемость пористой среды, которая определена при фильтрации естественной фазы, физически и химически инертной к породе.

Обычно такой фазой являются газообразный азот или воздух. Абсолютная проницаемость – это свойство породы и она практически не зависит от свойств флюида. Определение ее производится на отмытых и экстрагированных от углеводородов сухих образцах и зависит она от среднего давления $\Delta p_{пл}$.

Кроме коэффициентов пористости и проницаемости для построения петрофизических зависимостей используют коэффициент глинистости.

Глинистость – это такое свойство осадочных горных пород, которое характеризуется содержанием в минеральном скелете породы частиц с эффективным диаметром менее 10 мкм . Глинистость обычно устанавливается по данным гранулометрического состава и рассчитывается по формуле:

$$C_{\text{гл}} = m / m_{\text{т.в.}}$$

Где $C_{\text{гл}}$ – массовая глинистость в долях единицы;

$m_{\text{т.в.}}$ – масса сухой навески анализируемого порошка – твердой фазы минерального скелета породы;

m – масса фракции с $d_{\text{эф}} < 10 \mu\text{м}$.

В петрофизической и геофизической практике используют параметры глинистости, производные от массовой глинистости – объемную ($K_{\text{гл}}$) и относительную ($\eta_{\text{гл}}$) глинистость.

При равенстве плотности скелетных зерен породы и глинистой фракции ($\delta_{\text{ск}} = \delta_{\text{гл}}$) коэффициент объемной глинистости равен:

$$K_{\text{гл}} = C_{\text{гл}}(1 - K_{\text{п}}),$$

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

если $\delta_{\text{ск}}$ не равно $\delta_{\text{гл}}$, тогда

$$K_{\text{гл}} = C_{\text{гл}}(\delta_{\text{ск}} / \delta_{\text{гл}})(1 - K_{\text{п}})$$

Параметр $K_{\text{гл}}$ характеризует долю объема породы, занимаемую глинистым материалом; его удобнее использовать при построении различных моделей породы для сопоставления с геофизическими параметрами породы.

Коэффициент относительной глинистости $\eta_{\text{гл}}$, характеризует степень заполнения глинистым материалом пространства между скелетными зернами:

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

в породе–коллекторе глинистый материал присутствует в виде агрегатов – скоплений глинистого цемента, занимающей обособленные объемы с присущей им внутренней пористостью $K_{\text{п.гл}}$. Объемное содержание в породе таких агрегатов характеризуется коэффициентом агрегатной глинистости:

$$K_{\text{гл.агр.}} = K_{\text{гл}} / (1 - K_{\text{п.гл}}).$$

Присутствие в породе глинистых минералов имеет большой интерес для петрофизики глинистых коллекторов по следующим причинам:

- Глинистость существенно влияет на пористость и проницаемость. С ростом глинистости фильтрационно–емкостные свойства коллектора ухудшаются.
- Образование пленок адсорбированной воды с аномальными физическими свойствами, ведет к возникновению аномальных физических и физико–химических свойств глинистых пород, которые необходимо учитывать при анализе материалов ГИС.

- Содержание и минеральный состав глинистого материала главные факторы, определяющие способность породы играть роль литологического экрана нефтяной или газовой залежи.

Коэффициенты нефтенасыщения K_n и газонасыщения K_g пород определяются методом сопротивлений по параметру $R_n(R_g) = r_{np}/r_{вп}$. Разрабатываются способы определения K_n и K_g нейтронными методами.

ВЫДЕЛЕНИЕ КОЛЛЕКТОРОВ

Основной предпосылкой для выделения коллекторов по геофизическим данным является их отличие от вмещающих пород – неколлекторов по физическим свойствам (пористости, глинистости, проницаемости).

Признаки коллектора делятся на прямые (качественные) и косвенные (количественные). Качественные признаки, используемые для выделения коллекторов, основаны на более высокой проницаемости коллектора по сравнению с вмещающими породами и на проникновении в коллектор фильтра бурового раствора.

Выделение пород–коллекторов производилось по комплексу качественных признаков диаграмм промыслово–геофизических исследований:

- отрицательная аномалия кривой ПС;
- сужение диаметра скважины по сравнению с номинальным, фиксируемое на кавернограммах (наличие глинистой корки);
- наличие проникновения промывочной жидкости в пласт по данным БКЗ;
- низкая естественная радиоактивность на ГК.

При выделении эффективных мощностей исключались все прослои, которые охарактеризованы как уплотненные или глинистые, по одному из геофизических методов.

При выделении коллекторов по количественным признакам используются количественные критерии различных параметров, соответствующих границе коллектор–неколлектор. Обычно используют следующие геофизические параметры:

1. коэффициент проницаемости и соответствующие ему для данного типа коллектора коэффициент пористости, глинистости, карбонатности;

2. коэффициенты фазовой проницаемости по нефти, газу и воде;

3. геофизические параметры: относительная амплитуда ПС, удельное электрическое сопротивление, двойной разностный параметр ГК, параметр насыщения работающих и неработающих толщин.

Выделение в разрезе коллекторов и оценка характера их насыщения нефтью, газом или водой являются одной из важнейших задач каротажа нефтяных и газовых скважин. К числу коллекторов относится любая пористая, трещиноватая и проницаемая порода, обладающая способностью вмещать нефть, газ или воду и отдавать их при разработке.

Достоверность выделения коллекторов зависит от степени изученности геологического разреза, уровня теоретической разработки метода и геолого–геофизических условий района.

Оценка коллекторских свойств. Определение пористости:

По методу потенциала собственной поляризации.

Возможность определения коэффициентов пористости коллекторов по данным естественной поляризации основана на близкой к прямолинейной связи между диффузионно–адсорбционной активностью пород и их относительной глинистостью:

$$Ада.п = \eta_{гл} Ада.гл = K_{гл.п} * Ада,гл / (K_{гл.п} + K_{п});$$

Если породы, вмещающие коллектор, представлены глинами, по минеральному составу близки к глинам, содержащимся в коллекторе, то с поправкой за сопротивление пород

$$Апс = 1 - Ада,п / Ада,вм = K_{п} / (K_{гл.п} + K_{п})$$

Так как $\eta_{гл.вм}$ близко к единице.

Далее обратимся к палетке для определения коэффициента пористости $K_{п}$ песчаных коллекторов по параметру $Апс$, это палетка кривых $Апс = f(K_{п})$ при $K_{гл} = const$.

Зависимость между $Апс$ и $K_{п}$ наиболее интенсивна в тех случаях, когда между $K_{п}$ и $K_{гл}$ существует коррелятивная связь вида

$$K_{п.р} = K_{п.ск} * e^{-a(K_{гл} / (K_{п.ск} - K_{гл}))} \text{ при } a > 1.$$

Необходимое условие возможности определения $K_{п}$ по $Ада$ ($Апс$) – выдержанность минерального состава коллектора и вмещающих пород.

Определение $K_{п}$ по $Ада$ ($Апс$) в практике может быть выполнено тремя способами – отношений, вероятностной единицы и приведения к стандартным условиям. Здесь рассматривается только первый способ, дающий наиболее точные результаты.

При определении $K_{п.р}$ способом отношений на интерпретируемую диаграмму наносят линию глин, условно принимаемую за нулевую линию. Далее выбирают опорный пласт с возможно большей постоянной и известной пористостью (находится другими геофизическими методами или по представительному керну), создающий аномалию $\Delta U_{пс.оп} = \Delta U^{00}_{сп} * V_{сп,оп}$.

Для пласта x , коэффициент пористости которого определяют, вычисляют амплитуду $\Delta U_{пс}$, приведенную к неограниченной мощности

$$\Delta U^{\circ\circ}_{\text{сп.х}} = \Delta U_{\text{сп,х}} / V_{\text{сп.х}}$$

Где $V_{\text{сп.х}}$ – поправка, которая определяется по палеткам.

И рассчитывают

$$A_{\text{пс}}(U_{\text{сп}}) = \Delta U^{\circ\circ}_{\text{сп.х}} / \Delta U_{\text{пс.оп}}$$

Далее по указанной выше палетке или по кривой составленной для изучаемого разреза, находят $K_{\text{п,р}}$.

С выдержанной диффузионно–адсорбционной активностью и электрическим удельным сопротивлением. Амплитуду аномалии $\Delta U_{\text{пс.оп}}$ в этой породе занимает эталон, и по отношению к ней составляют эталонную кривую, используемую в дальнейшем для определения коэффициента пористости.

Определение проницаемости:

Способ градиента удельного сопротивления, предложенный М. Тиксье, основан на следующих положениях.

Вблизи водонефтяного контакта под действием капиллярного давления p_k происходит подъем подошвенных вод на высоту

$$h_{\text{пер}} = ap_k / (\delta_v - \delta_n)$$

где a — постоянная величина.

На основании экспериментальных данных коэффициент водонасыщения на расстоянии $h_{\text{пер}}$ от нижней границы переходной зоны:

$$K_{\text{в.св.}} = 1 / (\sqrt{1 + Fp_k})$$

где согласно М. Тиксье $F = k_{\text{пр}}^{1/2} / b$.

Здесь b постоянная величина

Метод гамма–активности

Возможность определения коэффициента проницаемости по данным гамма–активности исходит из прямой связи между q_u и $K_{\text{гл}}$ коллектора, во многом определяющей коэффициент проницаемости.

Для приближенной оценки коэффициента проницаемости может быть использована зависимость $\Delta J_u(q_u) = f(K_{\text{пр}})$, построенная на основании статистической обработки результатов сопоставления $\Delta J_u(q_u)$ коллекторов с их проницаемостью, определенной другими представительными методами.

Метод гамма–активности рекомендуется для исследования песчано–глинистых коллекторов невысокой проницаемости, в условиях которой величина $K_{\text{пр}}$ контролируется в

основном глинистостью. Менее пригоден он для изучения коллекторов, псамито–алевритовая компонента которых представлена минералами повышенной радиоактивности.

Следует отметить, что методики определения $K_{пр}$ по геофизическим данным разработаны для коллекторов с пористостью гранулярного и микро трещинного типов, и непригодны для макро трещинных и кавернозных коллекторов.

Определение глинистости:

Особенности физических свойств пластичной (глинистой) составляющей твердой фазы позволяют в большинстве случаев установить объемное содержание глинистых частиц в коллекторе по геофизическим данным. Из геофизических методов определения глинистости наиболее широко распространены методы потенциалов собственной поляризации и естественного гамма–излучения.

Метод потенциалов собственной поляризации

Определение глинистости коллектора методом потенциалов собственной поляризации основано на использовании коррелятивных связей между диффузионно–адсорбционной активностью Ада ($A_{пс}$) и коэффициентом глинистости $K_{гл}$.

Задача решается одним из следующих способов.

Способ относительной амплитуды аномалии $\Delta U^{00}_{пс}$

Сначала устанавливается зависимость:

$$A_{пс} = \Delta U^{00}_{пс} / \Delta U^{00}_{пс.мах} = f(K_{гл})$$

Где $\Delta U^{00}_{пс.мах}$ – амплитуда аномалии потенциалов собственной поляризации в чистом коллекторе известной пористости.

Для определения глинистости отсчитывают на диаграмме величины аномалии $\Delta U^{00}_{пс.}$, $\Delta U^{00}_{пс.мах}$, вносят поправки за мощность и сопротивление изучаемых пород и бурового раствора.

Рассчитав отношение $\Delta U^{00}_{пс} / \Delta U^{00}_{пс.мах}$, находят абсциссу $K_{гл}$ точки кривой ордината которой равна вычисленному $A_{пс}$.

Этот способ разработан для коллекторов со слоистым залеганием глинистых пропластков.

Метод гамма–активности

В методе гамма–активности коэффициент глинистости определяется по зависимости естественной гамма–активности изучаемых пород от содержания глин известного минерального состава по кривым,

$$\alpha_f = (q_{\gamma x} - q_{\gamma, \text{гл}=0}) / (q_{\gamma, \text{гл}=1} - q_{\gamma, \text{гл}=0}) = f(K_{\text{гл}}),$$

построенным на основании анализа представленного керна или обработки результатов геофизических исследований скважин. В последней формуле $q_{\gamma x}$, $q_{\gamma, \text{гл}=0}$, $q_{\gamma, \text{гл}=1}$ – соответственно гамма–активности изучаемого коллектора, чистой неглинистой породы и глин.

В большинстве случаев в разрезе скважин трудно встретить породы с $K_{\text{гл}}=1$ и $K_{\text{гл}}=0$, поэтому значения $q_{\gamma, \text{гл}=0}$ и $q_{\gamma, \text{гл}=1}$ предварительно рассчитываются по данным измерений интенсивностей $I_{\gamma, y}$ и $I_{\gamma, z}$ в породах y и z с известной глинистостью, одинакового минерального состава с исследуемой породой и соответственно гамма–активностью. Рассчитав $q_{\gamma, \text{гл}=0}$ и $q_{\gamma, \text{гл}=1}$ по номограмме находят искомое значение $K_{\text{гл}}$.

Величина q_{γ} рассчитывается при помощи палеток, поправочных коэффициентов за влияние диаметра скважина и радиоактивность бурового раствора или по специальной номограмме. Еще более точным является использование вместо весовой – объемной гамма–активности.

Если радиоактивность бурового раствора значительно ниже радиоактивности изучаемых пород и диаметр скважины достаточно постоянен, то вместо гамма–активности q_{γ} в формулы подставляются значения I_{γ} за вычетом фона.

Наибольшие погрешности при определении глинистости коллектора по данным гамма–активности обусловлены высокой радиоактивностью псамито–алевритовой фракции и недостаточным учетом скважинных условий. В связи с этим метод гамма–активности применяется преимущественно для определения глинистости коллекторов, содержащую слабоактивную скелетную фракцию – кварцевых песков и песчаников, известняков и некоторых доломитов, в условиях достаточно постоянного диаметра скважины и бурение скважин на воде или на низкогаммаактивных известковых буровых растворах.

Определение коэффициентов нефтенасыщения:

Коэффициент нефтенасыщения k_n определяется методом сопротивлений по параметру нефтенасыщения $R_n(R_f) = \rho_{\text{нп}} / \rho_{\text{вп}}$.

Где $\rho_{\text{нп}}$ – сопротивление нефтенасыщенного пласта;

$\rho_{\text{вп}}$ – сопротивление водонасыщенного пласта.

Для вычисления R_n необходимо знать удельное сопротивление $\rho_{нп}$, исследуемой нефтеносной породы и ее сопротивление $\rho_{вп}$ при 100%-ном насыщении пор пластовой водой.

Сопротивление $\rho_{нп}$ нефтеносной породы определяется по диаграммам кажущегося и эффективного сопротивления.

Сопротивление $\rho_{вп}$ рассчитывается по данным коэффициента K_p пористости породы и сопротивления ρ_v пластовых вод: $\rho_{вп} = R_p \rho_v$, или, если коллекторские свойства нефтегазонасного объекта достаточно постоянны, принимается равным его сопротивлению за пределами первоначального контура нефтегазонасности.

Определив $\rho_{нп}$ и $\rho_{вп}$ рассчитывают $R_n = \rho_{нп} / \rho_{вп}$.

Параметр насыщения неглинистых коллекторов практически не зависят от коэффициента их пористости и является обратно степенной функцией коэффициента K_v водонасыщения. Показатель n степенной зависимости $R_n = f(K_v)$ возрастает с увеличением гидрофобности коллектора, вычислив R_n по соответствующей номограмме [11. с.353], находят коэффициенты K_n и K_g .

Вторым фактором, понижающим точность определения коэффициента K_n , является глинистость.

В тех случаях, когда глинистые пропластки чередуются с нефтяными прослоями и угол их встречи со скважиной близок к 90° , удельное сопротивление нефтегазонасной глинистой породы:

$$\rho_{нп,г} = \rho_{гг} \rho_{нп} / ((1 - X_{гг}) \rho_{гг} + X_{гг} \rho_{нп}),$$

где $X_{гг}$ – доля пропластков глин в коллекторе.

Если пачка песчано-глинистых отложений водоносна, её удельное сопротивление:

$$\rho_{вп,г} = \rho_{гг} \rho_{вп} / ((1 - X_{гг}) \rho_{гг} + X_{гг} \rho_{вп}).$$

Таким образом, в глинистых песках и песчаниках отношение:

$$\rho_{нп,г} / \rho_{вп,г} = R_{н,г} = (X_{гг} \rho_v R_p / ((1 - X_{гг}) \rho_{гг} + 1)) / (X_{гг} \rho_v R_p R_n / ((1 - X_{гг}) \rho_{гг} + 1)),$$

$$R_n = (A + 1) / (A R_n + 1) R_n < R_n.$$

Из формулы следует, что $R_{н,г}$ тем значительно отличается от R_n для чистых коллекторов, чем больше значение R_n и параметр:

$$A = X_{гг} \rho_v R_p / ((1 - X_{гг}) \rho_{гг} + 1),$$

т.е. чем больше в породе глинистого материала, тем больше его удельное сопротивление $\rho_{гг}$ выше и меньше коэффициента K_p пористости коллектора (выше R_p). Таким образом, в отличие от чистых коллекторов для глинистых коллекторов $R_{н,г}$ зависит от коэффициента

пористости. Палетка кривых $R_{н,г} = f(K_n)$ для наиболее вероятной зависимости $R_{н,г} = f(K_n)$ (кривая с шифром 0) для различных значений A (шифр кривых) приведена в [11. с.355]. Повышение глинистости уменьшает $R_{н,г}$ относительно R_n и, следовательно занижает K_n , если параметр $R_{н,г}$ определен без учета глинистости.

Отметим, что величина K_n полученная по кривым $R_{н,г} = f(K_n)$, относится к $1 - X_{гл}$ объема коллектора. Поэтому в тех случаях, когда при подсчетах запасов нефти и газа берется мощность полная коллектора, следует использовать значение $K_{н,расч}$, определяемое по формуле:

$$K_{н,расч} = K_n(1 - X_{гл})$$

3 ВЫДЕЛЕНИЕ ВНК ПО МЕТОДУ ВИКИЗ

3.1 Назначение и преимущества ВИКИЗ

Метод высокочастотных индукционных каротажных изопараметрических зондирований предназначен для исследования пространственного распределения удельного электрического сопротивления пород, вскрытых скважинами, бурящимися на нефть и газ. Использование метода ВИКИЗ позволяет решать следующие задачи ГИС:

- расчленение разреза, в том числе тонкослоистого, с высоким пространственным разрешением;
- оценка положения водонефтяных и газоводяных контактов;
- определение удельного электрического сопротивления неизменной части пласта, зоны проникновения фильтрата бурового раствора с оценкой глубины вытеснения пластовых флюидов;
- выделение и оценка параметров радиальных неоднородностей в области проникновения, в том числе скоплений соленой пластовой воды ("окаймляющие зоны"), как прямого качественного признака присутствия подвижных углеводородов в коллекторах.

В отличие от трехкатушечных зондов индукционного каротажа, в которых измеряются абсолютные значения сигналов на фоне скомпенсированного прямого поля, метод ВИКИЗ, базирующийся на измерении относительных фазовых характеристик, может использоваться для

исследования в скважинах, заполненных сильнопроводящим ($УЭС$ менее $0.5 \text{ Ом}\cdot\text{м}$) буровым раствором. Измеряемой величиной в методе ВИКИЗ является разность фаз $\Delta\varphi$ гармонического магнитного поля, распространяющегося в проводящей среде от источника излучения до приемников, удаленных от источника на различные расстояния (база измерения). Разность фаз характеризует удельное электрическое сопротивление пород и электрические неоднородности прискважинной зоны, которые учитывают итерационным подбором интерпретационных моделей. Прибор содержит пять трехэлементных зондов, имеющих различную длину и частоту излучения генераторных катушек. Подбором этих параметров обеспечивается принцип изопараметрии зондов, т.е. зависимость измеряемой разности фаз электромагнитных сигналов только от удельного электрического сопротивления среды. Результаты интерпретации диаграмм ВИКИЗ в комплексе с данными других методов ГИС и петрофизической информацией позволяют определять коэффициент нефтегазонасыщения, литологию терригенного разреза, оценивать неоднородность коллекторских свойств на интервалах пористо–проницаемых пластов, выделять интервалы уплотненных песчаников с карбонатным или силикатным цементом и др.

Последовательное уменьшение кажущегося $УС$ от короткого зонда к большому является признаком водонасыщенного коллектора. (Повышающее проникновение, соленость пластовых вод выше солености фильтрата). Нефтеностные пласты отмечаются меньшим расхождением кривых и повышенным значением $УС$. Если в верхней части нефтяного пласта имеется окаймляющая зона, то она выделяется инверсией кривых зондов. Наличие радиального градиента $УС$ является одним из главных признаков пород– коллекторов. Для качественных оценок характера насыщения пород – коллекторов надо знать критические значения $УС$. В терригенном разрезе продуктивные песчаники среди других коллекторов выделяются повышенными значениями сопротивлений. Это подтверждается с сопоставлением ВИКИЗ с ПС. Глины могут отмечаться понижающим проникновением и значением истинного $УС$ около 4 ом . Газонасыщенные коллектора отмечаются понижающим проникновением, в нефтенасыщенных сложная картина. Если подошвенная часть пласта содержит пластовую воду, то это отмечается по большим градиентам кривой зондирования и малым величинам $УС$ (меньше критических) для длинных зондов. Если при понижающем проникновении два больших зонда показывают одинаковое значение, что позволяет определить его как истинное. При достаточно большом $УС$ и пласт-коллектор определяется как газonosный.

В нефтенасыщенном коллекторе показания УС несколько ниже, чем в газовом пласте при этом показания двух больших зондов практически одинаковые. Признаком окаймляющей зоны является увеличение кажущегося удельного сопротивления для малого зонда (0,5м) выше других зондов. Это увеличение происходит постепенно с глубиной. Объясняется постепенным вытеснением пластовой воды с глубиной. По кривым можно видеть постепенное снижение показаний кажущегося УС остальных до минимума к подошве пласта при более высоких показаниях малого зонда.

3.2 Выделение ВНК на диаграммах метода.ВИКИЗ. Выделение коллекторов по кривым ВИКИЗ.

Определение характера насыщения Высоочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ) представляет собой измерение параметров магнитного поля трехкатушечными зондами, обладающими геометрическим и электродинамическим подобием. Каждый зонд состоит из одной генераторной и двух приемных катушек. За одну спускоподъемную операцию регистрируются показания пяти разноглубинных зондов индукционного каротажа и потенциала самопроизвольной поляризации (СП) пород.

Длины зондов уменьшаются последовательно, начиная с зонда двухметровой длины; коэффициент уменьшения – корень квадратный из двух. Самый короткий зонд имеет длину 0,5м. В измерительном зонде все излучающие и приемные катушки коротких зондов размещены между излучающей и приемной катушками двухметрового зонда. База измерения равна расстоянию между приемниками и составляет пятую часть от длины.

Изучение разрезов скважин индукционным методом основано на различии в электропроводности горных пород – величине, обратной удельному электрическому сопротивлению.

При пропускании через генераторную катушку переменного тока с частотой 20–50 кГц (в зависимости от типа аппаратуры). Генераторная катушка питается током, постоянным по амплитуде, частотой 20–50 кГц. Переменный ток, протекающий по генераторной катушке, создает переменное магнитное поле (прямое или первичное), индуцирующее вихревые токи в окружающей зонд среде, которые тем больше, чем больше проводимость. При малых расстояниях и проводимости вихревые токи сдвинуты по фазе относительно тока в генераторной катушке на угол $\pi/2$, в противном случае фаза отличается от $\pi/2$. Вихревые токи в породах, в свою очередь, создают вторичное магнитное поле. Прямое и вторичное поля индуцируют ЭДС в

измерительной катушке. ЭДС, индуцированная прямым полем, компенсируется путем введения равной и противоположной по фазе ЭДС с помощью дополнительных катушек. Остающаяся в измерительной цепи ЭДС усиливается и подается на фазочувствительный элемент.

Фазочувствительный элемент регулируется так, чтобы сигнал на выходе прибора был прямо пропорционален электропроводности среды. Однако при большой проводимости выходной сигнал увеличивается медленнее, чем электропроводность среды, что связано со взаимодействием вихревых токов и обычно называется скин-эффектом.

Измеряемой величиной в методе ВИКИЗ является разность фаз гармонического магнитного поля $\Delta\varphi$ (наведенного в измерительных катушках), распространяющегося в проводящей среде от источника излучения до приемников, удаленных от источника на различные расстояния (база измерения). Разность фаз определяется пространственным распределением удельного электрического сопротивления окружающей среды и характеризует удельное электрическое сопротивление пород и электрические неоднородности прискважинной зоны.

Зонды отличаются радиальной глубиной исследования. Это позволяет по данным ВИКИЗ обнаруживать радиальный градиент сопротивления и выделять по этому признаку пласты, в которые происходит проникновение промывочной жидкости (коллекторы), определять удельное электрическое сопротивление частей пластов, незатронутых проникновением, зон проникновения и окаймляющих их зон с одновременной оценкой глубины измененной части пласта. По данным об удельном электрическом сопротивлении (УЭС) пластов также определяют характер насыщения пород и положение флюидальных контактов и протяженности переходных зон.

Благоприятные условия для ВИКИЗ – скважины, заполненные пресной промывочной жидкостью и промывочной жидкостью на нефтяной основе. Исследования не проводят в скважинах, заполненных сильно минерализованной промывочной жидкостью, удельное сопротивление которой менее 0,02 Ом·м. Метод может быть применен также в скважинах, обсаженных диэлектрическими трубами. Диапазон измерения удельных сопротивлений пород от 1 до 200 Ом·м.

Обработка данных ВИКИЗ проводится по интерпретационным зависимостям. Интерпретационными параметрами являются : УЭС пластов ограниченной толщины с учетом скин-эффекта, диаметра скважины, УЭС промывочной жидкости и вмещающих пород при отсутствии проникновения, диаметр и УЭС зоны проникновения в пластах неограниченной

толщины. Электрические неоднородности присважинной зоны учитывают итерационным подбором интерпретационных моделей.

В аппаратуре ВИКИЗ используется набор из пяти трехкатушечных зондов. Конструктивно зондовое устройство выполнено на едином стержне и все катушки размещены соосно. Геометрические характеристики зондов представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Геометрические характеристики зондов

Схема зонда	Длина, м	База, м	Точка записи, м
И6 0,40 И5 1,60 Г5	2,00	0,40	3,28
И5 0,28 И4 1,13 Г4	1,41	0,28	2,88
И4 0,20 И3 0,80 Г3	1,00	0,20	2,60
И3 0,140 И2 0,57 Г2	0,71	0,14	2,40
И2 0,10 И1 0,40 Г1	0,50	0,10	2,26
ПС			3,72

На рис.16 показана схема размещения катушек на зондовом устройстве. Здесь приняты следующие обозначения : Г₁, Г₂, Г₃, Г₄, Г₅ – генераторные катушки; И₁, И₂, И₃, И₄, И₅ – измерительные катушки.

Все генераторные и измерительные катушки зондов меньшей длины размещены между катушками двухметрового зонда.

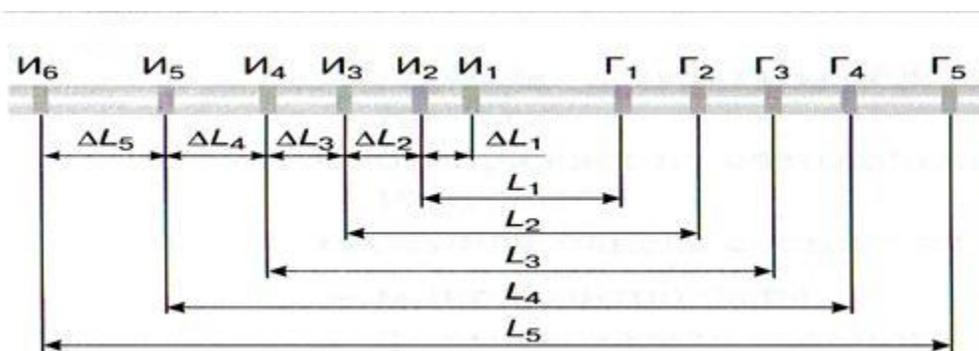


Рисунок 16 – Пятизондовая система

Анализ диаграмм ВИКИЗ, бокового каротажа (БК–3) и потенциал–зонда показывает их высокую корреляцию при расчленении разреза. Отличительной чертой зонда ВИКИЗ является хорошее вертикальное разрешение в интервалах относительно низкого удельного

сопротивления. Следует отметить более высокое разрешение электромагнитных зондов по сравнению с потенциал–зондом при выделении пластов с малыми и средними значениями УЭС. Границы пластов, выделенных по диаграммам ВИКИЗ, находятся в полном соответствии с данными БК.

Для зонда ВИКИЗ характерна более высокая детальность расчленения разреза. Значения их кажущихся удельных сопротивлений различаются, но для зонда ВИКИЗ значения ρ_k ближе к истинным УЭС пластов. Этот факт подтверждается результатами инверсии. Литологическое расчленение терригенных разрезов на качественном уровне становится более достоверным, если диаграммы ВИКИЗ и ПС дополнены данными радиоактивных методов – ННКТ и ГК. Методика комплексного использования этих методов общеизвестна. При дальнейшем обсуждении результатов интерпретации диаграмм ВИКИЗ и ПС будут привлекаться данные радиоактивных методов.

В толще глин выделяются уплотненные непроницаемые пропластки, вероятно, песчаников, которые характеризуются высокими значениями удельного сопротивления, низким содержанием водорода (по данным ННК–Т) и низким значением естественной радиоактивности (по ГК), а также отрицательной аномалией ПС. Такие пропластки можно увидеть на диаграммах

Учитывая низкое водородосодержание в этих пропластках по данным ННК–Т, можно констатировать, что песчанистые интервалы зацементированы.

Аналогично выделяются уплотненные пласты в интервале продуктивных и водоносных песчаников. Так, продуктивная часть пласта АС₇₋₈ разделена зацементированным прослоем (рисунок 16 а, пикет 2115 м), который отмечается высокими значениями кажущихся сопротивлений, чрезвычайно низким значением пористости по ННКТ, низким уровнем седиментационной пелитности минерального состава по ГК и ПС.

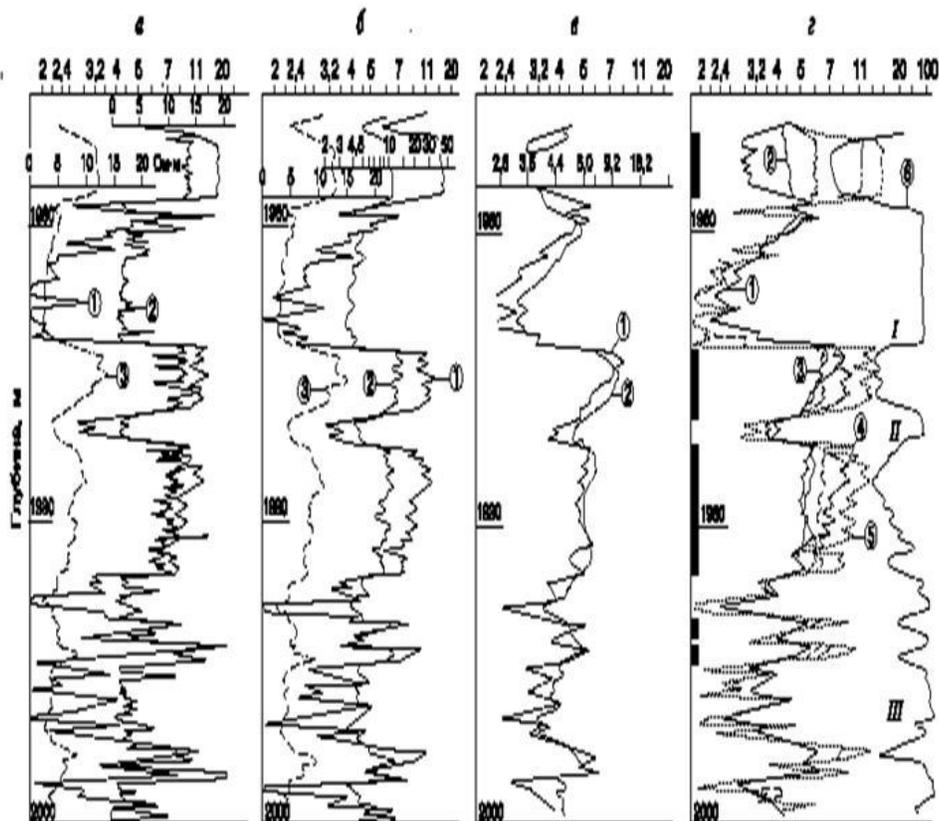


Рисунок 17—Сравнение электрических и электромагнитных методов каротажа:
а – 1 – ВИКИЗ (0,5 м), верхняя шкала, 2 – боковой микрозонд, 3 – потенциал–зонд (AM=0,5 м), нижняя шкала; *б* – 1 – ВИКИЗ (0,7 м), верхняя шкала, 2 – боковой зонд, 3 – потенциал–зонд (AM=0,5 м), нижняя шкала; *в* – 1 – ВИКИЗ (2,0 м), верхняя шкала, 2 – индукционный зонд, нижняя шкала; *г* – 1 – 5 – зонды ВИКИЗ (0,5, 0,7, 1,0, 1,4, 2,0 м соответственно); 6 – ПС.
 Аналогичный пласт находится в водонасыщенном песчанике (рисунок 17 в, пикет 2134 м).

Достоверность литологического расчленения по диаграммам ВИКИЗ подтверждается высокой степенью корреляции между данными различных методов

3.3 Интерпретация диаграмм зондов ВИКИЗ и БКЗ на основе двумерных математических моделей

На рис. 18 приведена геэлектрическая модель пласта БС11/26 скважины с условным номером 1. Эта скважина замечательна тем, что в ней были проведены четыре повторных измерения ВИКИЗ и БКЗ, что позволяет проследить эволюцию околоскважинной зоны по мере проникновения бурового раствора в пласт. Геэлектрическая модель получена с помощью методики совместной интерпретации данных электрического и электромагнитного каротажа и геолого–технологических исследований (ГТИ) на основе комплексной геофизической и

гидродинамической модели [13]. Результат комплексной интерпретации повторных диаграмм в скважине для моментов первого (а), третьего (б) и четвёртого (в) времени измерений представлен на рис. 18.

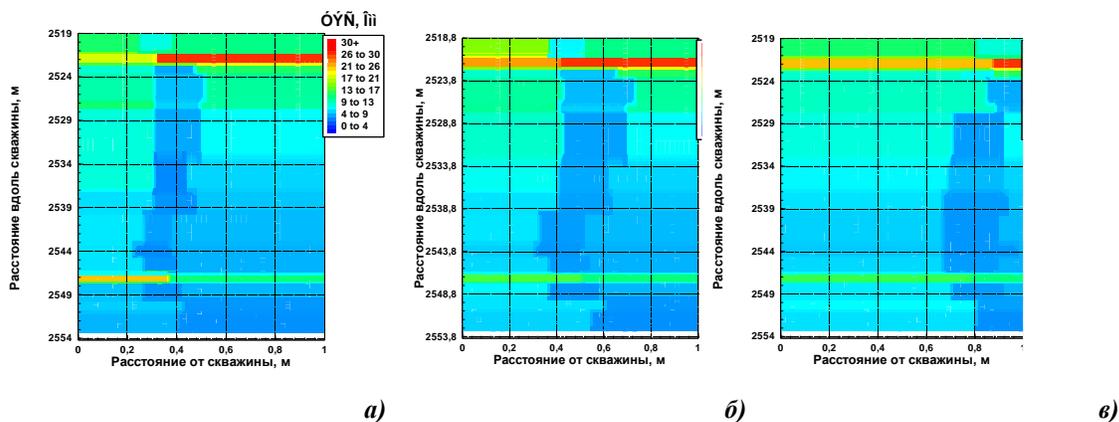


Рисунок 18 Результат комплексной интерпретации данных измерений в скважине № 1 для первого (а), третьего (б) и четвёртого (в) измерений

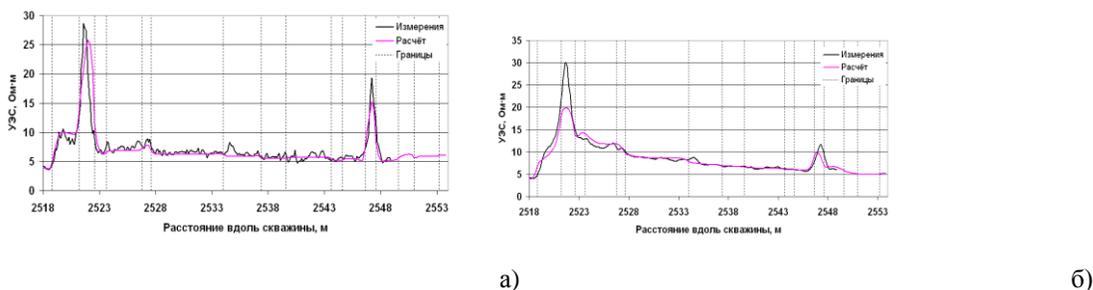


Рисунок 19 – Сравнение экспериментальных и синтетических диаграмм зондов ВИКИЗ 0.5 м (а) и 2.0 м (б) в скважине № 1, соответствующих моменту первого измерения

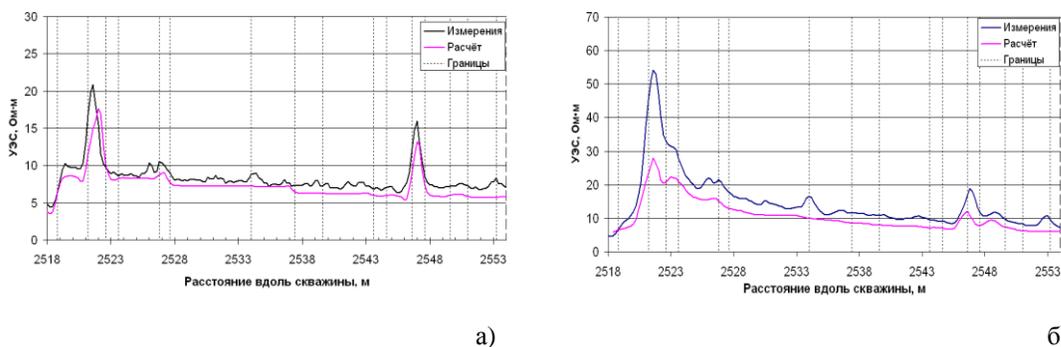


Рисунок 20 – Сравнение экспериментальных и синтетических диаграмм зондов БКЗ 0.4 м (а) и 2.0 м (б) в скважине № 1, соответствующих моменту первого измерения

Для зондов ВИКИЗ получено хорошее совпадение измеренных и синтетических диаграмм. Синтетические диаграммы более сглаженные, чем каротажные диаграммы, на протяжении выделенных прослоев они не повторяют мелкие колебания, что естественно, так как внутри каждого горизонтального слоя параметры геоэлектрической модели постоянны. Диаграммы БКЗ восстанавливаются хуже. Причём на самом коротком зонде А0.4М0.1N теоретические значения сопротивления отличаются от экспериментальных меньше (в среднем на 10%), а для длинных зондов рассчитанные значения отличаются от экспериментальных значительно.

Но теоретическая кривая повторяет форму экспериментальной кривой. Несовпадение можно объяснить худшим пространственным разрешением и большой погрешностью измерений.

2D модели ВИКИЗ и БКЗ применялись для интерпретации данных, полученных на других скважинах Когалымского месторождения, в которых есть данные двукратных измерений ВИКИЗ и БКЗ, а также для скважины Русскинского месторождения, пробуренной на сильнопроводящем буровом растворе. Для случаев сильных контрастов УЭС, связанных с большой разностью между солёностями бурового раствора и пластовой жидкости, или сильной слоистостью пласта с контрастными электрическими свойствами, одномерных моделей особенно недостаточно для корректной интерпретации данных измерений. Для этого случая в вертикальных скважинах адекватно только 2D моделирование.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В геологической части дипломной работе проанализировано геологическое строение Мыльджинского месторождения, было проанализировано нефтеносность продуктивных пластов.

В технико-методической части описан комплекс геофизических исследований скважин. Для Выделения ВНК был произведен анализ прошлых лет. Был построен геологический разрез в северном направлении месторождения.

В 4-ой главе выпускной квалификационной работы приводится Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение обоснование проведения работ по теме ВКР. Цель главы – определить и проанализировать трудовые и финансовые затраты, необходимые для реализации данной работы.

В 5-ой приводится Социальная ответственность показаны основные меры предосторожности для работы на скважине. Цель главы – Рассмотрены вредные и опасные факторов при выполнении геофизических работ и предложены мероприятия по безопасности в чрезвычайных ситуациях и охране окружающей среды