

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 76 с., 16 рис., 3 табл., 6 источников.

Ключевые слова: месторождение нефти, геофизический комплекс, исследование скважин, петрофизика, интерпретация.

Объектом исследования является Федоровское месторождение.

Цель работы – применить геофизические исследования на Федоровском месторождении.

Проект состоит из следующих частей: общей части, проектной части, специальной части, технико-экономической части, экологической и производственной безопасности.

Общая часть содержит сведения о географическом положении, климатических особенностях, определяющих условия проведения геофизических исследований, а также описание физических свойств горных пород и анализ ранее проведенных геофизических исследований.

В проектной части обосновывается участок проведения исследований, комплекса методов ГИС для решения поставленных задач, который включает в себя такие методы как: гамма каротаж, ВИКИЗ, боковой каротаж, боковое каротажное зондирование, индукционный каротаж, акустический каротаж, кавернометрия и каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации. Также в этой главе описывается методика измерений и интерпретации полученных результатов, метрологическое обеспечение измерений.

Специальная часть посвящена изучению и применению метода ВИКИЗ на Федоровском месторождении.

Технико-экономическая часть включает организационно - экономические вопросы проведения ГИС по данному проекту, расчеты и обоснование стоимости проекта.

В заключительной части приведены меры безопасности жизнедеятельности при выполнении работ.

## Содержание

Задание.....	2
Перечень рисунков.....	3
Введение.....	5
1. Общая часть.....	6
1.1 Географо-экономический очерк района.....	6
1.2 Геолого-геофизическая изученность района.....	8
1.3 Геологическое строение месторождения.....	8
1.3.1 Стратиграфия.....	8
1.3.2 Тектоника.....	16
1.4 Нефтегазоносность.....	18
1.4 Физические свойства горных пород.....	22
1.6 Анализ результатов прошлых лет.....	24
2. Проектная часть.....	29
2.1 Выбор участка работ.....	29
2.2 Априорная ФГМ объекта и задачи работ.....	29
2.3 Выбор методов и обоснование геофизического комплекса.....	30
2.4 Методика и техника проведения работ.....	31
2.5 Метрологическое обеспечение проектируемых работ.....	32
2.6 Обработка и интерпретация геофизических данных.....	33
2.6.1 Выделение коллекторов и определение эффективных толщин.....	33
2.7 Определение ФЕС.....	38
3. Специальная часть.....	42
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	53
5. Социальная ответственность.....	61
Заключение.....	75
Список литературы.....	76

## **Введение**

Поиски и разведка месторождений нефти и газа, как и других полезных ископаемых, представляют собой непрерывный процесс исследовательских работ, включающих геологические, геофизические, геохимические и технологические исследования, направленные на изучение строения, состава и свойств горных пород. Изучение геологического разреза скважин в основном осуществляется геофизическими методами исследования скважин (ГИС), эффективность которых во многом определяется соблюдением условий вскрытия бурением исследуемого объекта, а также своевременным и качественным проведением исследовательских работ необходимым комплексом методов.

Геофизические методы – одно из наиболее прогрессивных и современных средств изучения земных недр и широко применяются при поисках и разведке различных полезных ископаемых : угля , железных , радиоактивных , редких драгоценных металлов .

Основные геологоразведочные задачи , решаемые с помощью геофизических исследований в скважинах , включают : изучение разреза , определение литологии и глубины залегания пройденных скважиной горных пород; выделение нефтегазоносных пластов и оценка в них запасов нефти и газа; контроль за разработкой месторождений нефти и газа и др.

## **II Проектная часть**

### **2.1 Выбор участка работ**

По результатам работ прошлых лет видно, что Федоровское месторождения хорошо изучено. По данным этих работ имеются каротажные диаграммы, геологический разрез и ФГМ месторождения.

На основании предоставленных данных и изучении тектонического строения территории, проектом предусматривается доизучение месторождения комплексом методов ГИС с целью выделения коллекторов и оценки ФЕС в скважине, пробуренной на юго-западной части участка.

### **2.2. Априорная ФГМ объекта и задачи работ**

Априорная физико-геологическая модель объекта исследования позволяет получить первоначальную информацию об объекте исследования, предусмотреть возможные осложнения в процессе работ и оптимальным образом выбрать методы геофизического исследования скважин для наиболее полного решения поставленных задач.

На этапе проектирования геофизических работ формируется априорная ФГМ искомого объекта и с её помощью определяется тактика и параметры геофизических наблюдений.

Обычно ФГМ включает: геологический разрез, данные методов ГИС и результаты их интерпретации. В ФГМ представлены глинистые образования, которые экранируют флюиды, песчаники, являющиеся потенциальные коллекторами, которые могут быть заполнены флюидом, а также плотные пласты и угли.

Пласт песчаников на диаграмме ПС отражается отрицательной аномалией, а на диаграмме КС высокими значениями и положительной аномалией по АК. В то время как глины представлены положительной аномалией и маленькими значениями КС. ПС – эффективный метод для определения пластов коллекторов (пласты коллекторы отмечаются отрицательной аномалией, которая заметно выделяется на каротажных диаграммах). На ФГМ глины по КС отмечаются отрицательной аномалией, а песчаники – положительной аномалией. Угли по КС и АК отмечаются max значениями.

Угли и карбонатные породы отражаются на диаграмме БК высокими значениями, а на диаграмме ИК напротив данных пород отрицательная аномалия, так же карбонаты имеют min значения в методе АК.

Глины представлены высокими показаниями ГК. Угли и известняки имеют маленькие значения.

Нефтенасыщенный пласт отбивается большими показаниями по НКТ чем водонасыщенный пласт.

На основе эталонной скважины (скважина №2), была построена физико-геологическая модель Федоровского месторождения по результатам геофизических работ в скважинах прошлых лет (ПС, ИК, БК,) и дополнительным методам ГИС, предусмотренным в доизучении месторождения в проектных скважинах (НГК, ГК, АК, БКЗ, кавернометрия, микрокаротаж, резистивиметрия).

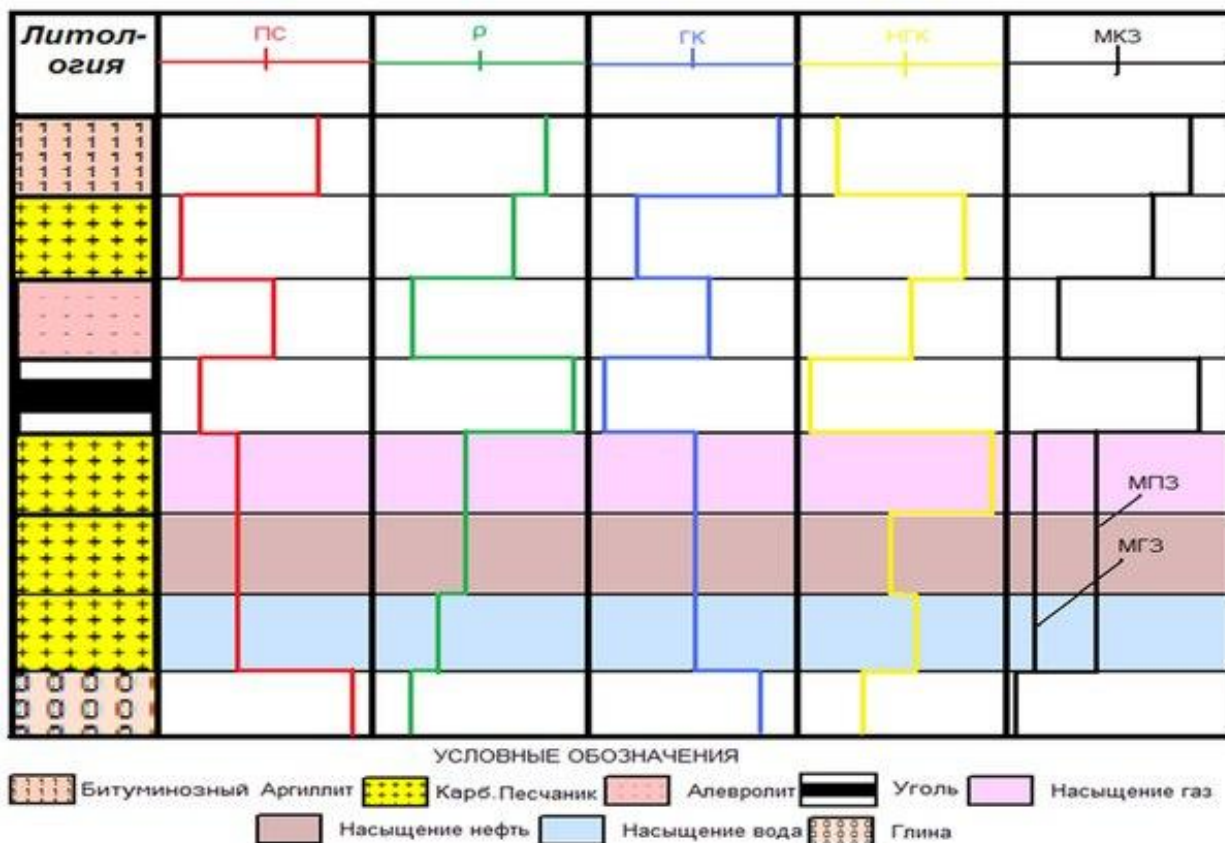


Рис.5 Априорная ФГМ объекта и задачи работ

### 2.3. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса

Проектом предусматривается проведение ГИС скважине в северной части Мегионского месторождения.

На запроектированном участке работ Мегионского месторождения предусматривается проведение комплекса методов ГИС, который даст возможность решения таких задач как литологическое расчленение разреза, выделение коллекторов и определение ФЭС и характера насыщения коллекторов.

Данные геологические задачи решаются с помощью следующих геофизических методов: ПС + КС (стандартный каротаж), ИК, ГК, НГК, БК, БКЗ, АК, МКЗ, кавернометрии.

**Для литологического расчленения разреза разработан комплекс методов ГИС:**

- Основными методами ГИС для литологического расчленения в песчано-глинистом разрезе являются: ПС, КС и ГК;
- Дополнительными: микрозонды, НГК, АК, КВ.

**Глины и глинистые породы** отличаются положительными аномалиями ПС; самыми низкими КС (от 2 до 20 Ом\*м); повышенной естественной радиоактивностью; минимальными показаниями на диаграммах НГК; увеличением фактического диаметра скважины против номинального.

**Песчаники и алевролиты** имеют отрицательные показания на диаграммах ПС; более высокие значения КС (от единиц до сотен Ом\*м); положительные приращения  $\Delta\rho_k$  на диаграммах микрозондов; промежуточные показания на диаграммах ГК и НГК; на кавернограммах фиксируется уменьшение диаметра против номинального; по данным АК скорость распространения волн уменьшается с увеличением пористости.

Также, использование методов ГИС дает возможность выделить в литологическом разрезе Баженовскую свиту и угли.

**Угли** выделяются низкими значениями радиоактивности, большим сопротивлением и наличием каверн по диаграмме кавернометрии.

**Баженовская свита** выделяется повышенными значениями радиоактивности, большим сопротивлением.

**Для выделения высокопористых и проницаемых пород – коллекторов** с наибольшей точностью применяется комплекс геофизических методов исследования скважин представленный ниже.

В терригенном разрезе в общем случае породы-коллекторы характеризуются следующими признаками:

1) Отрицательной аномалией на диаграммах каротажа потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС);

2) Наличием глинистой корки, отмечаемой сужением диаметра на кривых кавернометрии (КВ);

3) Низкими показаниями гамма-каротажа (ГК);

4) Неравенством показаний потенциал- и градиент-зондов на диаграммах микрокаротажа; БК + МБК.

5) Наличием зоны проникновения, параметры которой определяются по данным каротажного бокового зондирования (БКЗ).

6) Распространение продольных упругих волн в породах-коллекторах с одинаковой пористостью насыщенных водой будут наблюдаться максимальные значения скоростей, а газом – минимальные (АК).

**Для определения ФЕС коллектора** применяются следующие методы ГИС: ПС, ГК, НГК, АК.

Планируемый комплекс ГИС в зависимости от интервала и технологического состояния скважины можно представить в виде таблицы 4.

Таблица 2. Проектный комплекс ГИС для решения геологических задач в открытом стволе скважины.

Метод ГИС	Вид исследований	Интервал исследований, м
ГК, НГК	Общие (1:500)	0 - 2400
ИК	Общие (1:500)	1900 - 2400
ИК,БК	Детальные (1:200)	1900 - 2400
РК (НГК+ГК)	Детальные (1:200)	1900 - 2400
Акустический каротаж	Детальные (1:200)	1900 - 2400
Стандартный каротаж (ПС, КС)	Общие (1:500)	0-2400
Стандартный каротаж (ПС, КС (N11M0.5A))	Детальные (1:200)	0-2400
БКЗ	Детальные (1:200)	1900 - 2400

(A0.4M0.1N, A1.0M0.1N, A2.0M0.5N, A4.0M0.5N, A8.0M1.0N, N0.5M2.0A, N11M0.5A)		
--	--	--

#### 2.4. Методика и техника проведения работ

Геофизические исследования в скважинах проводят по общепринятой схеме проведения работ.

Эталонирование и настройку аппаратуры будет осуществлять на базе экспедиции, а метрологическую поверку аппаратуры на скважине перед началом каротажа.

**Стандартный картаж** будет включать запись потенциал-зондом (ПЗ) А 0,5М6N или А 0,5М11N с одновременной записью кривой потенциалов собственной поляризации (СП). Масштаб записи кривой потенциал-зонда 2,5 Омм/см; СП- 12,5 мВ/см. Применяемая аппаратура Э-1 и К-3.

**Боковое каротажное зондирование (БКЗ)** будет выполняться последовательными градиент-зондами размерами А0=0,45; 1,05м; 2,25м; 4,25м и одним обращенным зондом (ОГЗ) размером 2,25м. Масштаб записи кривых КС 2,5Омм/см. Применяемая аппаратура - Э.1, К-3.

**Индукционный метод (ИК).** Масштаб записи ИК 25 мСим/м/см, аппаратура ИК-100, ПИК-1М, КАС, АИК-М, зонды 4ФО,75; 4И1; 6Ф1.

**Боковой картаж (БК).** Запись будет проводиться в логарифмическом масштабе с модулем 6,25 см. скорость записи и аппаратура такие же, как и при КС.

**Микрозондирование (МКЗ).** В эксплуатационных скважинах микрозондирование будет выполняться при угле наклона ствола в интервале детальных исследований не более 150. Запись будет проводится микроградиент-зондом А0,025М0,025N и микропотенциал-зондом А0,05М. Масштаб записи 2,5Омм/см. Аппаратура Э-2, МДО.

**Микробоковой метод (МБК).** Масштаб записи 2,5Омм/см, аппаратура Э-2, К-3.

**Кавернометрия (КВ.)** Запись КВ будет проводиться в скважинах с углами наклона ствола в интервале детальных исследований не превышающих 150. Масштаб записи 2см/см.

**Радиометрические исследования** включают гамма-метод (ГК), и нейтронный метод (НМ). Запись кривых ГК будет проводиться аппаратурой ДРСТ-1, ДРСТ-3, РКС-3. Скорость регистрации 350-800м/ч при постоянной времени интегрирующей ячейки 6-12с.

**Акустический картаж (АК).** Запись будет проводится аппаратурой АКШ со скоростью до 2000 м/ч, масштаб записи кривых А1 и А2 - 0,5 В/см, lg(A1/A2) - 2 дБ/см; Т1 и Т2- 50 мкс/см, ΔТ - 20 мкс/м/см.

**Гамма-гамма-плотностной метод (ГГК-П).** ГТП будет проводиться аппаратурой СГП-2. Источник гамма-квантов – Cs-137. Детектор гамма-

квантов - сцинтилляционный счетчик NaJ (25x30, 25x40). Постоянная интегрирующей ячейки  $\tau = 6$  мс. Масштаб записи 0,1 г/см<sup>3</sup>/см. Скорость регистрации -200 м/ч.

**Резистивиметрия.** Будет проводиться аппаратурой КЗ со скоростью записи 2000 - 2500 м/ч, масштаб записи 1,0-2,0 Ом•м/см.

## **2.5 Метрологическое обеспечение работ**

### **Метрологическое обеспечение аппаратуры ИК, БК, БКЗ, ПС и резистивиметрии:**

Метрологическое обеспечение аппаратуры индукционного каротажа **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:

Метрологическое обеспечение аппаратуры акустического каротажа **АКВ-1**, производится с применением специально изготовленных емкостей имитирующих стальную и асбоцементную колонну, с фиксированным временем пробега ультразвуковых волн и затуханием акустического сигнала.

Метрологическое обеспечение аппаратуры радиоактивного каротажа:

– Базовая поверочная установка УПГК-1 предназначена для поверки и калибровки измерительных каналов аппаратуры естественного гамма-каротажа. Канал ГК скважинного прибора радиоактивного каротажа - АРК5-76, калибруется 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.

## **2.6 Обработка и интерпретация геофизических данных**

Интерпретация данных ГИС предусматривает решение основных геологических задач, таких как литологическое расчленение разреза, выделение пластов-коллекторов, определение характера насыщения пластов и решение других задач исследования. При интерпретации делается заключение по скважине с конкретным указанием интервалов перфорации.

### **2.6.1 Выделение коллекторов и определение эффективных толщин**

Породой-коллектором называют породу, способную вмещать нефть, газ или воду и отдавать их при разработке. Именно такое определение коллектора лежит в основу оценки геологических запасов нефти и газа. Выделение коллекторов реализуется по прямым и качественным признакам или с использованием количественных критериев.

Продуктивный разрез пластов групп АВ, БВ, ЮВ месторождения относится к терригенному типу и включает следующие литологические разности – песчаники и алевролиты глинистые и слабоглинистые, с переслаиванием прослоев коллекторов и неколлекторов, аргиллиты и глины, плотные прослои, представленные песчаниками и алевролитами с высоким



содержанием карбонатного вещества. Коллекторами в изучаемом разрезе являются песчаники и алевролиты.

Выделение в разрезах скважин коллекторов производилось при анализе диаграмм всех имеющихся методов с использованием общепринятых качественных признаков терригенного коллектора, описание которых приведено ниже:

ПС – на диаграммах коллекторы выделяются по наличию отрицательных аномалий относительно вмещающих пород.

Микрозонды – коллекторы характеризуются положительным приращением кажущегося сопротивления микропотенциал-зонда по сравнению с сопротивлением микроградиент-зонда.

Радиометрические методы – на диаграммах естественного гамма-излучения коллекторы выделяются пониженными значениями естественной радиоактивности относительно вмещающих пород, на кривых нейтронных методов коллекторы характеризуются повышенными значениями интенсивности вторичного гамма-излучения и плотности тепловых нейтронов относительно вмещающих глин и глинистых пород.

Боковой и микробоковой методы – коллекторы на диаграммах обоих методов характеризуются повышенными значениями сопротивлений относительно вмещающих глинистых пород.

Электрометрические методы – коллекторы выделяются по наличию радиального градиента сопротивления.

Кавернометрия – признаком коллектора является уменьшение диаметра скважины на кавернограмме вследствие образования глинистой корки при фильтрации бурового раствора в породу- коллектор.

Акустический метод – коллекторам соответствуют повышенные значения величины  $-T$  относительно вмещающих более плотных пород.

Плотностной метод – коллекторам соответствует пониженная объемная плотность относительно глинистых вмещающих пород.

Все эти вышеперечисленные признаки коллектора могут быть комплексно использованы лишь в скважинах, в которых выполнен полный комплекс промыслово-геофизических исследований, присущий, как уже было указано выше, поисково-разведочным скважинам.

Аргиллиты и глины выделялись по максимальным показаниям методов СП, ГК и АК, минимальным показаниям микрозондов, бокового и нейтронного методов. Плотные прослои – по максимальным показаниям микрозондов, БК и НК, минимальным значениям  $\Delta T$ .

### 2.6.3 Определение ФЕС

При выделении коллекторов необходимо помимо качественных признаков необходимо использовать количественные критерии, основанные на характерных особенностях изучаемого разреза, прежде всего сюда относятся параметры, отражающие степень заглинизированности пород, такие как  $S_{гл}$  и  $\Delta J_{гк}$ . Рекомендуются граничные значения параметров радиоактивных методов: гамма метода(ГК)-  $\Delta J_{гк}=0,35$  для пачки пластов ЮС, и  $\Delta J_{гк}=0,47$  для пачки пластов АС (граничное значение двойного разностного параметра) и нейтронного метода по тепловым нейтронам(ННК-Т)- $И_{ннкт}=5,5у.е$ . При этом показания методов ГК и ННК-Т должны быть стандартизированы по опорным

пластам и приведены к показаниям пласта неограниченной толщины. Эти значения рекомендуются в качестве граничных при разделении пород Федоровского месторождения на коллектор-неколлектор. Величина  $\Delta J_{гк}$  является граничным значением, разделяющим глинистые пласты от коллекторов, а величина  $I_{ннк\tau} = 5,5 \text{ у.е.}$  отделяет коллекторы от плотных пород. Если  $\Delta J_{гк} > 0,35; 0,4$  и  $I_{ннк\tau} > 5,5 \text{ у.е.}$

Границы пластов отбиваются с точностью 0,2 м.

Минимально выделяемая эффективная толщина составляет 0,4 м.

Заведомо неколлекторы, представленные в условиях месторождения карбонатизированными породами, характеризуются коэффициентами пористости 0,06-0,08. Такие интервалы из рассмотрения исключаются с учетом признаков ГИС.

Для оценки фильтрационно-емкостных свойств (пористость, проницаемость, нефтегазонасыщенность) продуктивных прослоев вартовской залежи используется удельное электрическое сопротивление нефтегазонасного пласта как параметр, наиболее связанный с коллекторскими свойствами и наиболее надежно и достоверно определяемый из всех других параметров промысловой геофизики.

При определении параметров  $K_p, K_{пр}, K_{нг}$  используются петрофизические связи  $-K_p = f(\alpha_{пс}, \alpha_{гк}), K_{пр} = f(K_p), R_p = f(K_p)$  и  $R_p = f(K_v)$ . полученные из отчета СургутНИПИнефть «Создание постоянной действующей модели Федоровского месторождения».

#### **Определение пористости**

Методика определения пористости по данным метода самопроизвольных потенциалов (ПС)

Наиболее распространенным методом определения пористости по данным ГИС в Западной Сибири является метод самопроизвольной поляризации пород

$$K_p = 12,7 * \alpha_{пс} + 16,1 \quad (1),$$

$$\text{где } \alpha_{пс} = \Delta U_{оп} / \Delta U_{п} \quad (2),$$

$\Delta U_{оп}$  - разность потенциалов против опорного пласта;

$\Delta U_{п}$  - разность потенциалов против исследуемого пласта.

Определять пористость коллектора по статистической связи  $K_p = f(\alpha_{пс})$  нецелесообразно из-за низкой тесноты связи. В среднем, пористость получается заниженной, средняя квадратическая ошибка составляет 2,27%.

Коллекторские свойства пород часто невозможно определить по относительному параметру  $\alpha_{пс}$  из-за слабой дифференциации кривой ПС. Это является основанием комплексирования относительных параметров  $\alpha_{пс}, \alpha_{гк}$ , при выделении коллекторов и приводит к необходимости использования петрофизических связей при определении подсчетных параметров через двойной разностный параметр ГК:

$$K_p = f(\Delta J_{гк}) \quad (3).$$

Методика определения пористости по данным гамма-каротажа (ГК)

Для определения пористости коллекторов пласта АС4, АС5-8 Федоровского месторождения по двойному разностному параметру  $\Delta J_{гк}$ , используется уравнение регрессии:

$$K_p = 28,3 - 13,4 * \Delta J_{гк} \quad (4),$$

Двойной разностный параметр рассчитывается по формуле 5:

$$\Delta J_{ГК} = \frac{J_{ГК} - J_{\min}}{J_{\max} - J_{\min}}$$

где  $J_{ГК}$  - показания ГК в коллекторе;

$J_{\min}$  - показания ГК в пласте чистого песчаника;

$J_{\max}$  - показания ГК для пластов неразмытых чистых глин.

Сравнение результатов определения пористости по данному уравнению и результатам лабораторных исследований показало на низкую сходимость этих показателей (среднеквадратическая ошибка составила 2,99).

Определение проницаемости

Для определения коэффициента проницаемости ( $K_{пр}$ ) коллекторов широко применяется петрофизическая зависимость  $K_{пр} = f(K_{п})$ , полученная из отчета СургутНИПИнефть «Создание постоянной действующей модели Федоровского месторождения».

$$K_{пр} = 0.0004 * e^{0.5039 * K_{п}} \quad (6)$$

Где  $K_{пр}$  выражено в мД,  $K_{п}$  – в процентах. Уравнение справедливо для коллекторов с любым характером насыщения.

Определение коэффициента нефтегазонасыщенности

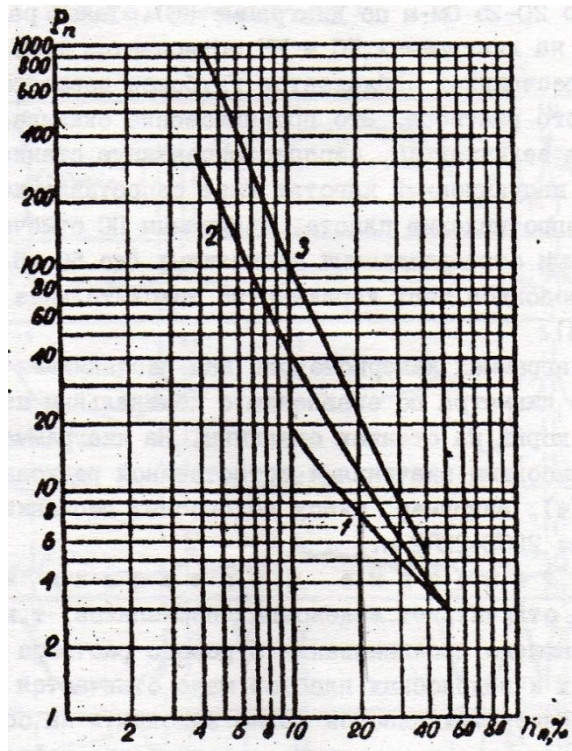
Коэффициенты нефтегазонасыщения в коллекторах Федоровского месторождения определяют по стандартной методике по удельному электрическому сопротивлению с использованием петрофизической связи  $R_{п} = f(K_{п})$  и  $R_{п} = f(K_{в})$ .

Сопротивление нефтегазонасыщенного пласта рпг может быть определено по результатам ВИКИЗ.

рвп можно вычислить, если известен параметр пористости  $R_{п}$  и сопротивление рвпластовых вод, насыщающих пласт.

Чем больше глинистого материала в коллекторе, тем меньше значения  $K_{нг}$ , при которых пласт способен отдавать нефть. Так, например, из глинистых песчаников можно получать нефть уже при  $K_{нг} \geq 30$ . Это объясняется тем, что с увеличением глинистости растет содержание связанной воды, тогда как на подвижность нефти глинистость практически не влияет.

По известному значению  $K_{п}$  определяется параметр пористости  $R_{п}$  (рис. 6).



Условные обозначения: 1-рыхлые пески, 2- слабосцементированные песчаники, 3- среднесцементированные песчаники

Рис. 6 Зависимость параметра пористости от коэффициента пористости

Далее определяется УЭС водоносного пласта по формуле:

$$r_{вп} = P_n \cdot r_{в}, \quad (7)$$

где:  $P_n$  – параметр пористости;

$r_{в}$  – УЭС воды.

Удельное сопротивление пластовых вод принимается равным 0,22 Омм в соответствии с минерализацией и пластовой температурой.

По известному значению УЭС водоносного пласта можно определить параметр насыщения  $P_n$  по формуле:

$$P_n = r_{нп} / r_{вп}, \quad (8)$$

где  $r_{нп}$  – УЭС незатронутой проникновением фильтрата ПЖ части пласта;

$r_{вп}$  – УЭС водоносного пласта.

При помощи графика зависимости  $Q = f(K_v)$  (рис. 7)

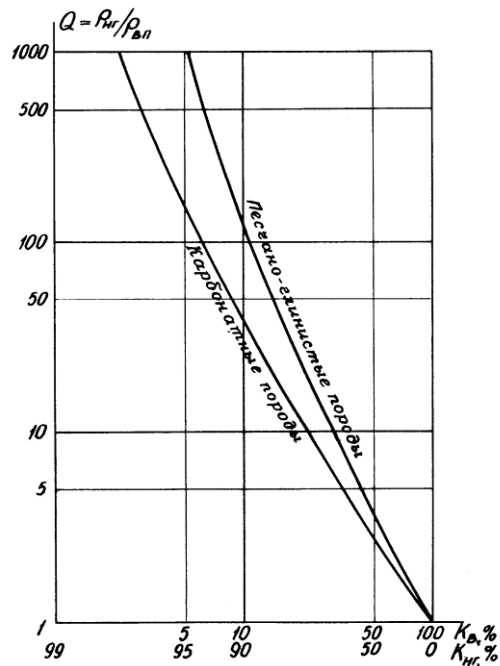


Рис.7 Зависимость коэффициента увеличения сопротивления коллекторов  $Q$  от их нефтегазонасыщенности определяются коэффициенты водонасыщения и нефтенасыщения, связанные между собой следующим соотношением:

$$K_{нг} = 1 - K_v, \quad (9)$$

Определение коэффициента глинистости

Глинистость коллекторов определяется по зависимости  $\Delta J_{\gamma} = f(C_{гг})$

Установлено, в пределах коллекторов, т.е. в пределах минимальной и максимальной глинистости, ПС и ГК ограничиваются значениями:  $1,0 \geq \alpha_{ПС} \geq 0,25$ ;  $0,53 \geq \Delta J_{ГК} \geq 0$ ; где  $\Delta J_{ГК}$  – разностный параметр.

$$(10) \quad \Delta J_{ГК} = \frac{J_{ГК} - J_{\min}}{J_{\max} - J_{\min}}$$

Общая схема интерпретации одинакова для ПС и ГК и заключается в следующем. На диаграммах ПС и ГК проводится по две опорные линии, соответствующие линии чистых песков ( $\alpha_{пс} = 0,25$ ;  $\Delta J_{ГК} = 0,47$ ) и глин ( $\alpha_{пс} = 0,4$ ;  $\Delta J_{ГК} = 0,62$ ). Между этими линиями устанавливается линейная шкала глинистости совмещением крайних значений данных керн на глубине изучаемого пласта с опорными линиями. Опорные линии соответствуют чистым неглинистым песчаникам.

Точность определения  $K_{гг}$  по двум методам можно считать хорошей, если разница между значениями, полученными по ГК и ПС, не превышает среднеквадратичного значения глинистости данного литологического типа.

Параметры глинистости ( $C_{гг}$ ) и объемная глинистость ( $K_{гг}$ ) рассчитываются:

$C_{гг}$  – путем решения уравнения:

$$\Delta J_{\gamma} = 0,29 \ln C_{гг} + 0,984 \quad (11)$$

$$K_{гг} = C_{гг} * (1 - K_{п}) \quad (12)$$

### 3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

#### Физические свойства полезных ископаемых

##### 3.1. Петрофизические особенности нефтегазовых коллекторов Западной Сибири

Связующим звеном между геологическими объектами и геофизическими методами исследования разрезов скважин является петрофизика. Петрофизика осадочных пород концентрируется на исследовании пористости с различными ее проявлениями, характеристик насыщения пород флюидами и их способности пропускать флюиды через поровое пространство, а также минералогического и гранулометрического состава пород.

Эти петрофизические характеристики по отдельности или в совокупности связаны с конкретными физическими параметрами. К ним относят электрическую проводимость или удельное электрическое сопротивление, адсорбционную способность, плотность, водородосодержанием, естественную радиоактивность и т.д.

Из-за сложности описания реальной структуры порового пространства пород, обусловленной извилистостью поровых полостей и неравномерностью распределения минеральных частиц, по-разному взаимодействующих с пластовыми флюидами, связь между петрофизическими параметрами (пористостью, водо-, нефте-, газонасыщенностью) и электрическим сопротивлением пород-коллекторов представляется различного типа эмпирическими зависимостями:

$$r_{\text{пвнг}} = R_n = R_n R_p r_v.$$

Здесь  $r_{\text{пвнг}}$  – УЭС водо-, нефте-, газонасыщенного пласта;  $r_{\text{пв}}$  – УЭС это о же пласта,

поровый объем которого заполнен на 100 % пластовой водой;  $r_v$  – УЭС пластовой воды;  $R_n$ ,  $R_p$  – параметры насыщения и пористости.

Параметр насыщения  $R_n$  или коэффициент увеличения сопротивления показывает, во сколько раз возросло удельное сопротивление породы при частичном или полном насыщении ее нефтью и (или) газом. Параметр насыщения связан с коэффициентом водонасыщения  $K_v$  эмпирическим соотношением

$$R_n = a[K_v]^{-n}$$

Здесь  $a$  и  $n$  – эмпирические величины, зависящие от типа покрытия поверхности пор пластовыми флюидами (гидрофильного или гидрофобного).

Параметр пористости породы ( $R_p$  или относительное сопротивление) зависит от коэффициента пористости  $K_p$  и структуры порового пространства и для не глинистой «чистой» породы

$$R_p = a[K_p]^{-m}$$

Здесь  $a$  и  $m$  – эмпирические величины, характеризующие структуру пор в зависимости от уплотнения пород.

Петрофизические модели удельного электрического сопротивления пород широко используются в практике для количественной оценки фильтрационно-емкостных параметров пористо-проницаемых пород. Удельное электрическое сопротивление многокомпонентных пористо-проницаемых сред определяется множеством параметров: количеством, формой, расположением, минеральными свойствами твердых и жид их фаз и их взаимодействием.

## Продуктивные пласты

### Пласт БС<sub>10</sub>

Коллекторы пласта БС<sub>10</sub> представлены песчаниками кварц-полевошпатного состава (содержание кварца – 34%, полевых шпатов – 45%, обломков горных пород – 9,5%, слюды – 2,9%), мелко и средне сцементированные (содержание фракций: > 0,01 – 49,7%, 0,1 – 0,01 – 40,7%, < 0,01 – 9,6%). Цемент песчаников кволенит – хлорит гидрослюдистого состава.

Пористость пород коллекторов определялась как по керну, так и по геофизическим методам отдельно для нефтяной и водонефтяной зон.

Проницаемость определялась по керну и промысловыми исследованиями разведочных скважин. По промысловым данным среднее значение проницаемости по 24 скважинам составляет, по методу установившихся отборов 160мд. Среднее значение проницаемости по данным исследования скважин составляет на Федоровской – 106мд, Моховой – 184мд, Восточно-Моховой – 150мд. По данным исследования керна по площадям она распределена соответственно 179, 207 и 204мд. Для гидродинамических расчетов рекомендуется брать коэффициенты проницаемости по данным промысловых исследований скважин.

Насыщенность связанной водой пласта БС<sub>10</sub> определена по данным исследования керна, которая равна: по Федоровской площади – 0,331, Моховой – 0,301, Восточно-Моховой – 0,276. По промыслово-геофизическим исследованиям коэффициент нефтенасыщения составляет в целом по месторождению по нефтяной зоне – 0,73, для водонефтяной зоны – 0,61. При подсчете запасов была принята величина, определенная геофизическими методами (0,78 – для нефтяной части залежи, 0,66 – для водонефтяной части). Для оценки неоднородности коллекторов пласта БС<sub>10</sub> по проницаемости был проведен анализ по 298 определениям из 28 скважин. Результаты, полученные при расчетах, показали, что послойная (по разрезу) неоднородность несколько выше зональной (по площади) и соответственно равна 0,504 и 0,207 (квадрат коэффициента вариации).

### Пласт БС<sub>1</sub>

Коллекторы пласта исследованы в 13 скважинах, по керну 63 образцов, расположенных равномерно по всему месторождению. Пористость пласта изменяется от 0,229 до 0,289 и составляет в среднем 0,265. Проницаемость в среднем составляет 232мд при вариациях от 38,7мд до 668,3мд.

Остаточная нефтенасыщенность по образцам колеблется от 11 до 33,4% и в среднем составляет 21,1%.

Остаточная водонасыщенность колеблется от 18,7% до 37% и составляет в среднем 27,9%.

Промысловые исследования по пласту БС<sub>1</sub> проведены в 5 скважинах. Продуктивность пласта составляет 1,13м<sup>3</sup>/сут. атм.

Гидропроводность пласта составляет 26,2см/спз, проницаемость 218мд. Расхождения с лабораторными определениями незначительны. При гидродинамических расчетах рекомендуется принять величину проницаемости, определенную по промышленным данным (218мд).

#### Пласт АС<sub>7-8</sub>

Пласт охарактеризован 103 лабораторными определениями керна по 4 скважинам Восточно-Моховой и 4 скважинам Моховой площади. Коэффициент пористости коллекторов изменяется от 0,249 до 0,273 и в среднем составляет 0,260. По данным промыслово-геофизических исследований величина коэффициента пористости по пласту АС<sub>7-8</sub> равна 0,25. По данным лабораторным исследованиям, проницаемость изменяется от 127,3 до 559,8мд и составляет в среднем 272мд на Восточно-Моховой и 314мд на Моховой площадях.

Промысловые исследования пласта АС<sub>7-8</sub> проведены лишь в одной скважине, где продуктивность пласта составила 0,26м<sup>3</sup>/сут. атм., проницаемость пласта 182мд. Для гидродинамических расчетов рекомендуется величина 0,61 для нефтяной оторочке и 0,28 для "газовой шапки". Остаточная нефтенасыщенность по данным лабораторных исследований керна равна 18,4%.

#### Пласт АС<sub>5-6</sub>

Коэффициент пористости определяется как лабораторным методом (446 определений по 24 скважинам), так и по геофизическим данным. Полученные значения близки между собой. По керну коэффициент пористости составляет для газо-насыщенной части 0,277, для нефтяной – 0,265, и водонефтяной и в целом по пласту равен 0,267. По геофизическим данным коэффициент пористости равен 0,250. Для подсчета запасов и расчетов рекомендуется величина, полученная геофизическими методами.

Проницаемость по керну охарактеризована 201 определением из 23 скважин и изменяется от 49,6 до 1203мд, и составляет в среднем 454мд. Промысловыми исследованиями охвачено 7 скважин, в том числе 2 на Восточно-Моховой площади – 1,35 м<sup>3</sup>/сут. атм., на Моховой - 1,14 м<sup>3</sup>/сут. атм., проницаемость соответственно 297мд и 342мд. Для гидродинамических расчетов рекомендуется величина, полученная по промысловым исследованиям.



### 3.2. Комплексование промыслово–геофизических методов для исследования скважин

#### Категории скважин

- С точки зрения проведения промыслово-геофизических исследований в условиях месторождений ОАО "Сургутнефтегаз" регламентом определены пять категорий скважин:

I. Поисковые, оценочные, разведочные, вертикальные субвертикальные) эксплуатационные скважины.

II. Наклонно-направленные эксплуатационные скважины.

III. Водозаборные, поглощающие скважины.

IV. Горизонтальные скважины.

V. Специальные скважины.

- По углу отклонения от вертикали выделяются скважины:

- вертикальные и субвертикальные (до  $12^{\circ}$ );

- наклонные ( $12^{\circ}$ - $56^{\circ}$ );

- горизонтальные ( $56^{\circ}$ - $110^{\circ}$ ).

- По свойствам промывочной жидкости выделены скважины:

- с непроводящим буровым раствором ( $\rho_c > 10.0$  Омм);

- с пресным буровым раствором ( $5.0$  Омм  $> \rho_c > 0.2$  Омм);

- с минерализованным буровым раствором ( $\rho_c < 0.2$  Омм).

- По наличию в разрезе газоносных пластов (природных или техногенных) выделяются газовые скважины.

- В скважинах I категории будут проводиться исследования расширенным комплексом, поэтому они должны быть вертикальными или субвертикальными и исследования в них проводятся на пресном буровом растворе. Допускается вскрытие продуктивных пластов в этой категории скважин на непроводящих (РНО) или минерализованных растворах. Однако, затем буровой раствор должен быть заменен на пресный, и исследования повторены на пресном растворе.

#### Задачи, решаемые методами промысловой геофизики в скважинах

Основной целью проведения геофизических исследований бурящихся скважин является получение исходной информации для решения следующих геолого-технических задач:

- Изучение геологического разреза, стратификация отложений, определение литологического состава пород и привязка данных сейсморазведки к разрезу бурящихся скважин.

- Выделение в разрезе коллекторов, оценка характера их насыщенности, определение водонефтяных (ВНК) и газожидкостных (ГЖК) контактов.

- Определение подсчетных параметров запасов углеводородов, оценка характера притока, продуктивности, емкостно-фильтрационных

характеристик пласта, коэффициентов расчлененности, песчанистости, глинистости и т.п.

- Определение температуры, геотермического градиента, выделение зон аномальных пластовых, поровых давлений и оценка их величин.

- Выделение заводняемых интервалов, оценка текущей, остаточной нефтенасыщенности, коэффициента вытеснения и других параметров выработки запасов.

- Определение глубины залегания и абсолютных отметок реперов, продуктивных пластов, пространственного положения ствола скважины и ее забоя.

- Оценка состояния ствола скважины, определение ее диаметра, толщины глинистой корки, каверн, желобов, сальников, сопротивления бурового раствора и параметров зоны проникновения его в пласт.

- Определение высоты подъема цемента за колонной, оценка качества цементирования колонны и их технического состояния, толщины стенок, положения муфт, центраторов, пакеров и т.п.

### **Комплексы промыслово-геофизических методов исследования бурящихся скважин**

Комплексы методов и объемы промыслово-геофизических исследований определяются категорией скважины, ее конструкцией, углом отклонения от вертикали, свойствами промывочной жидкости и особенностями геологического разреза.

Наиболее полным комплексом N1 исследуются скважины I категории (поисковые, оценочные, разведочные и вертикальные эксплуатационные скважины).

В открытом стволе интервала кондуктора здесь должны быть выполнены в масштабе 1:500 стандартный каротаж (потенциал зонд АМ-0.5 с ПС), боковой каротаж, кавернометрия и инклинометрия непрерывной записью или с шагом согласно инструкции. В поисковых скважинах проводятся геолого-технологические исследования.

После спуска кондуктора в масштабе 1:500 должны быть выполнены гамма и нейтронный каротаж, волновой акустический каротаж, термометрия, цементометрия и локатор муфт.

В скважинах, имеющих техническую колонну или удлиненный кондуктор, в открытом стволе интервала технической колонны или удлиненного кондуктора, а также в технической колонны или удлиненном кондукторе проводится тот же комплекс, что и в интервале кондуктора.

В открытом стволе общих исследований ниже башмака кондуктора или технической колонны в масштабе 1:500 выполняется стандартный каротаж, боковой каротаж, индукционный каротаж, волновой акустический каротаж, кавернометрия, гамма-каротаж, компенсационный нейтронный каротаж, гамма-гамма каротаж и инклинометрия непрерывной записью или с шагом согласно инструкции. В поисковых скважинах проводятся геолого-технологические исследования.

В открытом стволе интервала детальных исследований в масштабе 1:200 выполняется стандартный каротаж, электромагнитный каротаж, боковое

каротажной зондирование 6 зондами, включая АО-8.5, резистивиметрия (в масштабе 1:500), индукционный каротаж, боковой каротаж, микробоковой каротаж, микрозонды, волновой акустический каротаж, термометрия (в масштабе 1:500), кавернометрия, гамма-каротаж, компенсационный нейтронный каротаж, гамма-гамма каротаж и инклинометрия непрерывной записью или с шагом согласно инструкции.

Отбор грунтов, опробователь пластов на кабеле, вертикальное сейсмопрофилирование, пластовый наклономер, ядерно-магнитный каротаж проводятся по решению геологической службы нефтедобывающего предприятия. В поисковых скважинах по всему стволу обязательно проводятся геолого-технологические исследования комплексом методов: газовый каротаж, детальный механический каротаж, изучение шлама, каротаж по давлению, запись нагрузки на долото и люминисцентно-битуминологический анализ. В оценочных, разведочных и эксплуатационных скважинах решение о проведении геолого-технологических исследований принимает геологическая служба нефтедобывающего предприятия.

После спуска колонны проводится цементометрия, термометрия, гамма-каротаж и компенсационный нейтронный каротаж с локатором муфт. В газовых скважинах цементометрия проводится комплексом радиоактивных и акустических методов.

Измерение геотермического градиента производится в 2-3 скважинах месторождения, при этом скважина должна находиться в покое не менее 15 суток.

В скважинах II категории (наклонно-направленные эксплуатационные скважины) выполняется комплекс N2, при котором в открытом стволе интервала кондуктора, технической колонны и общих исследований производится только инклинометрия непрерывной записью или с шагом согласно инструкции.

В открытом стволе интервала детальных исследований в масштабе 1:200 производится стандартный каротаж, электромагнитный каротаж (особенно необходим в ачимовских, юрских отложениях, а также в скважинах, вскрывших заводняемую зону), боковое каротажное зондирование 6 зондами, включая АО-8.5, резистивиметрия (в масштабе 1:500), индукционный каротаж, боковой каротаж, кавернометрия, термометрия (в масштабе 1:500), инклинометрия. Инклинометрия проводится непрерывной записью или с шагом согласно инструкции. В газовых скважинах, а также в скважинах, где из-за влияния разработки выносятся аномалии ПС, в открытом стволе производится гамма-каротаж и компенсационный нейтронный каротаж.

В кондукторе, в технической колонне и в эксплуатационной колонне производится цементометрия, причем в газовых скважинах цементометрия эксплуатационной колонны проводится комплексом радиоактивных и акустических методов. По всему стволу эксплуатационной колонны проводится термометрия (в масштабе 1:500), а также гамма-каротаж и компенсационный нейтронный каротаж с локацией муфт в интервале детальных исследований в масштабе 1:200, в интервале общих исследований в масштабе 1:500. В газовых скважинах проводятся повторные измерения радиоактивного каротажа. При угле отклонения скважины от вертикали более  $20^{\circ}$  производятся повторные

измерения угла отклонения от вертикали в колонне непрерывной записью или с шагом согласно инструкции.

В скважинах III категории (водозаборные и поглощающие скважины) выполняется комплекс N3. В открытом стволе в масштабе 1:500 производится стандартный каротаж, боковой каротаж, кавернометрия и инклинометрия непрерывной записью или с шагом согласно инструкции. В колонне в масштабе 1:500 выполняются гамма-каротаж, нейтронный каротаж, термометрия, цементометрия и локатор муфт.

В скважинах IV категории (горизонтальные скважины) в горизонтальной части ствола выполняется навигационный комплекс N4, состоящий из инклинометрии, непрерывной записи, электромагнитного каротажа с ПС, резистивиметра, гамма-каротажа и нейтронного каротажа. Кроме того бурение горизонтальной скважины должно сопровождаться геолого-технологическими исследованиями комплексом методов: газовый каротаж, детальный механический каротаж, изучение шлама, каротаж по давлению, запись нагрузки на долото и люминисцентно-битуминологический анализ.

Скважины V категории (специальные скважины) исследуются по специально составленным программам в зависимости от назначения скважины.

Комплекс N5 предназначен для проведения детальных исследований скважин с минерализованным раствором ( $\rho_c < 0.1$  Омм). В открытом стволе интервала детальных исследований вертикальных скважин в масштабе 1:200 проводится стандартный каротаж, электромагнитный каротаж, боковое каротажное зондирование 6 зондами, включая АО-8.5, резистивиметрия (в масштабе 1:500), боковой каротаж, микробоковой каротаж, микрозонды, волновой акустический каротаж, кавернометрия, гамма-каротаж, компенсационный нейтронный каротаж, гамма-гамма каротаж, термометрия (в масштабе 1:500) и инклинометрия непрерывной записью или с шагом согласно инструкции.

В наклонных скважинах в интервале детальных исследований выполняется сокращенный комплекс: стандартный каротаж, электромагнитный каротаж, боковое каротажное зондирование 6 зондами, включая АО-8.5, резистивиметрия, боковой каротаж, кавернометрия, термометрия и инклинометрия непрерывной записью или с шагом согласно инструкции.

В колонне как вертикальных, так и наклонных скважинах проводится гамма-каротаж, компенсационный нейтронный каротаж, цементометрия и локатор муфт.

Комплекс N6 предназначен для проведения исследований на непроводящем растворе ( $\rho_c > 10$  Омм). Он предусматривает два цикла измерений на непроводящем растворе и после замены его на пресном проводящем растворе ( $5.0 \text{ Омм} > \rho_c > 0.2 \text{ Омм}$ ).

На непроводящем растворе производится электромагнитный каротаж, резистивиметрия, индукционный каротаж, волновой акустический каротаж, термометрия, гамма-каротаж, компенсационный нейтронный каротаж, гамма-гамма каротаж и инклинометрия непрерывной записью или с шагом согласно инструкции.

На пресном проводящем растворе проводится более расширенный комплекс: стандартный каротаж, электромагнитный каротаж, боковое каротажное зондирование, резистивиметрия, индукционный каротаж, боковой

каротаж, микробоковой каротаж, микрозонды, волновой акустический каротаж, кавернометрия, термометрия, гамма-каротаж, компенсационный нейтронный каротаж, гамма-гамма каротаж.

В колонне выполняется гамма-каротаж, компенсационный нейтронный каротаж, цементометрия и локатор муфт.

### **Проведение промыслово-геофизических исследований в бурящихся скважинах**

С учетом технологии цифровой регистрации геофизических кривых, для обеспечения полноты информации, запись кривых в интервале общих исследований проводится с шагом квантования по глубине 0.2 м.

В интервале детальных исследований шаг квантования сгущается до 0.1 м. В отдельных случаях детальных исследований для высокодифференцированных методов по решению геологических служб НГДУ и геофизического предприятия может применяться более детальный шаг квантования.

Обеспечивая площадной подход к проведению промыслово-геофизических исследований, регламент требует выполнение работ расширенным комплексом N1 во всех вертикальных (субвертикальных) скважинах с углом отклонения от вертикали менее  $12^{\circ}$  на пресном проводящем буровом растворе ( $5.0 \text{ Омм} > \rho_c > 0.2 \text{ Омм}$ ).

Исследование в открытом стволе интервала кондуктора и технической колонны проводится только в вертикальных и субвертикальных скважинах, так как в наклонных скважинах "набор кривизны" проводится именно в этих интервалах, что затрудняет проведение исследований.

В вертикальных и субвертикальных скважинах весь комплекс, включая радиоактивный каротаж, проводится в открытом стволе. В колонне выполняется только цементометрия, термометрия, а так же радиоактивный каротаж с локацией муфт.

В наклонных скважинах при угле отклонения от вертикали более  $15^{\circ}$  для учета систематических ошибок измерения угла отклонения от вертикали при окончательном каротаже перекрываются независимым прибором по всему стволу через 100м (в интервале набора кривизны через 20м). Такое же перекрытие измерений угла отклонения от вертикали независимым прибором производится при проведении исследований в колонне.

Верхняя граница интервала цементометрии устанавливается на 150м выше расчетной глубины подъема цементного раствора за колонной. В газовых скважинах, а также в скважинах с близкой подошвенной водой (ближе 15м) цементометрия должна проводиться комплексом радиоактивных и акустических методов.

Геолого-технологические исследования обязательны в поисковых и горизонтальных скважинах. В остальных видах скважин они проводятся по решению геологической службы нефтедобывающего предприятия.

В газовых скважинах для уточнения положения газожидкостного контакта и контроля за газовыми перетоками проводятся повторные измерения в колонне нейтронным каротажом.

В интервалах залегания многолетнемерзлых пород термометрия проводится во всех категориях скважин, независимо от назначения, из расчета одна скважина на куст.

Работы по оценке технического состояния скважин, связанные с авариями и осложнениями, проводятся по отдельно составляемым планам, которые должны согласовываться с геофизическим предприятием.

Решение об отборе грунтов для проведения исследований испытателем пластов на кабеле принимается геологической службой нефтедобывающего предприятия.

**Комплекс № 4 промыслово-геофизических исследований  
в горизонтальных скважинах**

<b>Методы исследования</b>	<b>Масштаб записи</b>
1. Инклинометрия	непрерывная запись
2. Электромагнитный каротаж	1:200
3. ПС	1:200
4. Резистивиметр	1:500
5. Гамма-каротаж	1:200
6. Компенсационный нейтронный каротаж	1:200
7. Геолого-технологические исследования с газовым каротажем, люминисцентно-битуминологическим анализом и детальным механическим каротажем	1:200

**Комплекс геофизических методов для исследования горизонтальных скважин**

Стремительный рост объемов строительства эксплуатационных скважин с горизонтальным окончанием в ОАО “Сургутнефтегаз” потребовал решения ряда новых задач, в том числе, и по выбору наиболее информативных и рациональных способов изучения геолого-геофизического разреза таких скважин и способов интерпретации полученного материала.

В отечественной практике информационное обеспечение бурения отдельных горизонтальных скважин сводилось лишь к контролю траектории

ствола скважины и попыткам получения геофизической информации горизонтального участка ствола скважины. Однако горизонтальные скважины обладают рядом особенностей, которые необходимо учитывать и о которых будет сказано ниже.

Особенностью горизонтальных скважин является расположение их оси параллельно или под небольшим углом относительно плоскости напластования пород, поэтому вокруг горизонтального ствола наблюдается радиальная анизотропия петрофизических свойств горных пород. Величина измеряемых геофизических параметров и форма кривых будут в некоторой степени отличаться от исследуемых параметров того же пласта в вертикальной скважине. Различия геофизических полей в вертикальных и горизонтальных скважинах зависят как от физических основ методов каротажа, так и от геологического строения вскрытого пласта-коллектора.

Другим, наиболее существенным фактором, определяющим различия геофизических полей горизонтальных и вертикальных скважин, является специфика строения зоны проникновения в пластах-коллекторах вскрытых горизонтальной скважиной. В горизонтальной части ствола проникновение происходит только в отдельный проницаемый пропласток, непосредственно контактирующий со стволом скважины, так как от остальной части коллектора он гидродинамически изолирован непроницаемыми или слабопроницаемыми пропластками. В нормальном к стволу горизонтальной скважины сечении такая зона проникновения имеет форму крыльев относительно ствола скважины, отсюда - её название - "крыльевая" форма зоны проникновения. Данная модель типична для большинства терригенных коллекторов.

В нефтенасыщенных пластах с однородно-хаотичным распределением петрофизических неоднородностей происходит гравитационное перераспределение фильтрата промывочной жидкости и пластового флюида-нефти, в результате чего зона проникновения "тонет" в пласте относительно нижней стенки горизонтальной скважины, образуя подошвенную зону проникновения. Зона проникновения подошвенной формы может формироваться в изотропных коллекторах не только в горизонтальных скважинах, но и в наклонных с зенитными углами ствола более 45 градусов.

Таким образом, представленные изометрические схемы хорошо раскрывают суть отличия вертикальных и горизонтальных скважин, а именно: характер распределения петрофизических (и геофизических) полей вокруг вертикальной скважины описывается плоской двухмерной моделью, а вокруг горизонтальной - объёмной трехмерной моделью.

Первые скважины с горизонтальной частью ствола в Сургутском районе были пробурены в 1991-1992г.г. на Восточно-Сургутском месторождении (скв.3033, скв.3035). За период 1992-1993г.г. на Федоровском месторождении были пробурены ещё четыре горизонтально-направленных скважины (1гор., 2гор., 3гор., 4гор.), в которых был проведен обычный стандартный комплекс (ПС, ИК, ПЗ, БК, БКЗ, РК).

Учет физических основ выполненных методов и изложенные выше особенности, характерные для горизонтальных скважин, позволяют сделать выводы о том, что в условиях горизонтальных скважин по сравнению с вертикальными меняется иерархия значимости и информативности отдельных методов.

Методы ПЗ, ГЗ, БК, ИК, ПС сами по себе не несут однозначной информации о границах пластов, пересеченных горизонтальной скважиной, так как вследствие достаточной глубинности методов влияние верхнего или нижнего пласта на их показания начинается ещё до встречи его границ (кровли или подошвы) со стволом горизонтальной скважины, что и вызывает "размывание" граничного эффекта. Степень "размыва" зависит от многих факторов: угла встречи оси скважины и границ пластов, структурно-текстурных особенностей и сопротивления пластов, продольной и радиальной характеристик зондов и др.

В отличие от методов электрического и акустического каротажей, радиоактивные методы обладают значительно меньшей глубиной исследований, и их результаты не зависят от структурно-текстурных особенностей коллекторов, а определяется их общим водородосодержанием и элементным составом скелета. В силу этого, характер вскрытия разреза не оказывает влияния на результаты радиоактивных методов, и в условиях горизонтальной скважины они являются одними из наиболее приоритетных при определении границ пластов, величины общей пористости и уточнении литологических особенностей объекта.

Исследования в горизонтальных скважинах методом БКЗ с целью определения удельного электрического сопротивления пластов-коллекторов лишены практического смысла, так как в настоящее время отсутствует теоретическая база интерпретации результатов БКЗ в условиях радиальной петрофизической анизотропии и асимметричного строения зоны проникновения вокруг ствола горизонтальной скважины.

АНПФ "Геофизика" провела анализ накопленного материала по изучению горизонтальных скважин различными методами и в различных нефтедобывающих регионах, который показал, что в условиях горизонтальных скважин при определении удельных сопротивлений пластов-коллекторов наиболее информативным из перечисленных стандартных методов является комплекс БК+ИК и разработала методику интерпретации по данному комплексу. Однако при существующей у нас сегодня технологии исследования горизонтальных скважин (прибор спускают в контейнере) метод БК в тресте "Сургутнефтегеофизика" неинформативен.

С 1994 года в тресте "Сургутнефтегеофизика" исследования горизонтальных скважин проводятся методом ВИКИЗ.

Метод ВИКИЗ в отличии от обычного метода ИК дает большую информацию о пласте, поскольку зонды имеют разную радиальную глубинность исследования. Кроме того, в условиях горизонтальных скважин ВИКИЗ является наиболее эффективным при определении удельных электрических сопротивлений или близких к ним значений пласта-коллектора, а следовательно, и для оценки их нефтегазонасыщенности. Метод ВИКИЗ позволяет определить изменение удельного сопротивления пласта на значительных расстояниях вдоль всего горизонтального ствола, что важно в дальнейшем при определении коэффициента нефтенасыщенности. Важным преимуществом является и то, что метод позволяет обнаружить и определить параметры окаймляющей зоны.

На малых зондах ВИКИЗ, вследствие меньшей глубинности исследования, "размывание" граничного эффекта сказывается в меньшей



степени по сравнению со стандартными методами электрометрии. Поэтому малые зонды дают возможность в горизонтальных скважинах более точно определить границы пластов.

В течении 1994 года на Федоровском месторождении пробурены пять скважин с горизонтальным стволом (10гор,11гор,12гор,13гор,14гор), в которых геофизические исследования проведены комплексом ВИКИЗ, ПС, РК(ГК+НКТ). По двум из них (11гор и 13гор) мы провели детальные исследования с целью определения информативности и достоверности метода. Для общего представления о строении вскрытого продуктивного пласта были построены геологические профили по 3 вертикальным скважинам, расположенным вблизи горизонтальных скважин. Затем, после детального литологического расчленения и отбивки границ различных литологических разностей, по кривым ВИКИЗ горизонтальной скважины были построены геологические профили вдоль всего горизонтального ствола. По этим профилям стало видно, что строение продуктивной части пласта значительно уточнилось и детализировалось. Таким образом, ВИКИЗ позволяет детально оценить неоднородность коллектора в плоскости напластования и исключить непроницаемые прослои при расчете объемов нефтенасыщенных пород. Результаты обработки материалов ВИКИЗ по скв. 11гор и 13гор показывают, что удельные сопротивления вдоль пласта изменяются в довольно широких пределах (5.3--15.4 Ом), что в свою очередь, приводит к изменению  $K_n$  от 41.1--69.8%. Мы сопоставили результаты определения удельных сопротивлений прослоев пересеченных горизонтальным стволом по ВИКИЗ и сопротивлений, определенных по стандартной электрометрии в тех же прослоях в вертикальных скважинах, проходящих рядом с горизонтальным стволом.

Анализируя полученные результаты, необходимо отметить неоднородность пласта, так в пласте АС<sub>7-8</sub>  $\rho_{п}$  меняется от 5.3 до 15.4 ом. В то же время значение  $\rho_{п}$ , полученные по ВИКИЗ в наклонной части ствола скважин, как правило, ниже значений, определенных по БКЗ в вертикальных скважинах в тех же пластах (4.0 ом против 6.3-8.8 ом). Возможно, это объясняется двумя причинами. Первая - обработка результатов наклоненного более, чем на 50° ствола скважины ведется по методике, рассчитанной для вертикальных скважин. Очевидно, необходимо вводить дополнительную поправку за угол наклона ствола скважины более, чем на 45°. Второе - пласт вскрывается на разных участках, и вследствие его неоднородности, полученные параметры полностью несопоставимы.

В то же время, такой параметр, как  $K_n$  изменяется в пределах продуктивной части пласта незначительно (на 2%).

Таким образом, в настоящее время ВИКИЗ является одним из единственных методов в горизонтальных скважинах, позволяющим определить количественные параметры пласта. По результатам проведенных работ в горизонтальных скважинах для изучения разреза в настоящее время проводится следующий комплекс ГИС: **ВИКИЗ, ПС, ГК, НКТ.**

## Подготовительные работы геофизической партии:

При получении заявки с указанием комплекса и интервала геофизических исследований начальник партии обязан проверить работоспособность скважинных приборов и наземного оборудования. На основании заказанного комплекса работ определяется перечень необходимой геофизической аппаратуры.

По прибытию на скважину, установив спецтехнику, начальник геофизической партии проверяет готовность скважины к производству ГИС. При этом кроме акта на готовность скважины заполняется технико-технологический паспорт на подготовку скважины и проведения ГИС в горизонтальной скважине.

Организовать оперативную связь начальник партии, машинист геофизического подъемника и бурильщика.

### **Описание технологических операций и порядка проведения работ**

Спускоподъемными операциями при производстве ГИС руководит начальник геофизической партии

На конец бурильных труб, сидящих на клиньях, навернуть разрезной переводник, смонтировать нижний ролик, верхний ролик с кабелем поднять вспомогательной лебедкой и установить на левой задней стойке буровой,

Спустить геофизический прибор в пластиковый контейнер Геофизический прибор устанавливается в определенное место контейнера: грубо - по счетчику и известной мере и точно, - по границам компоновки контейнера по изменению параметров при троекратном отрыве. Более точно глубина высчитывается по магнитным меткам. Нельзя допускать удар прибором по контейнеру и разгрузку (перепуск) кабеля.

Геофизический кабель на 0,5м над переводником насухо вытирается и плотно обматывается лентой из твердой резины в один слой (или х/б изоляцией) и устанавливается в коническом кабельном зажиме.

На разрезной переводник установить защитный кожух, предупреждающий повреждение каротажного кабеля на устье скважины, в “башмаке” кондуктора, а так же при прохождении плотных геологических пластов.

Поднять подвеску с клиньев и вытащить один клин со стороны оттяжки кабеля. Натянуть кабель подъемником так, чтобы незакрепленный конец устройства стабилизации подачи кабеля находился на высоте 1,5 м. от мостков и начать синхронный спуск первой свечи при этом кабель опускать вместо вытасченного клина через валик на глубину 6 – 8 м. После остановки смонтировать на кабель оттяжной ролик и тросом с помощью вспомогательной лебедки оттянуть его к левой стойке буровой на уровне около 2<sup>x</sup> метров от стола ротора и на один метр от спускаемой свечи. Оттяжку кабеля от колонны регулируют так, чтобы кронблок не задевал кабель и не вращал колонну при спуске.

Наращивая свечи, производить спуск бурильного инструмента со скважинным прибором до забоя. Спуск инструмента производится под руководством начальника геофизической партии, со скоростью, обеспечивающей синхронность с подачей кабеля с лебедки подъемника. Для предотвращения повреждения геофизического кабеля утолщениями на муфтах буровых труб при спуске о край отверстия превентора (или обсадной колонны) один из членов буровой бригады должен следить и предупреждать бурильщика о подходе муфты к краю отверстия для максимального снижения скорости спуска компоновки при проходе опасного места.

На период проведения ГИС на буровой должны находиться два ИТР буровой бригады, которые по графику непрерывно находятся около ротора и руководят синхронностью действий бурильщика и машиниста каротажного подъемника. ИТР буровой бригады и машинист каротажного подъемника постоянно визуалью контролируют техническое состояние каротажного кабеля и его натяжение. При наличии “сростка” каротажного кабеля выше разрезного переводника СПО производить с особой осторожностью.

Во время спуска геофизическая партия производит контрольную запись, следит за движением прибора с контейнером и контролирует глубину спуска не допуская перепуск каротажного кабеля.

После окончания геофизических работ, скважинный прибор извлекается из скважины в обратной последовательности.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В дипломном проекте изучено Федоровское нефтяное месторождение, которое расположено в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа. Составлен проект на доизучение Федоровского месторождения с целью выявления коллекторов и оценки их ФЕС, в котором предусматривается проектирование дополнительной скважины на участке, расположенном севернее изученного района.

На основании анализа основных результатов геофизических работ прошлых лет, был выбран участок проведения геофизических работ, оптимальный комплекс геофизических методов исследований скважин, отвечающий всему ряду поставленных задач. Определена методика и техника геофизических работ. Описаны методы интерпретации данных ГИС.

### **Список использованной литературы**

1. РД 153-39.0-072-01 «Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах, М., 2001

2. РД 153-39.0-109-01 «Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений».

3. Геофизические методы исследования / под ред. В.К. Хмелевского. - М.: Недра, 1988г.

4. Дахнов В.Н. «Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщение горных пород». М., Недра, 1975г

5. Рекомендации по определению численности рабочих, руководителей, специалистов и служащих управлений геофизических работ. - М.: ВНИИОЭНГ, 1991.

6. Руководство по применению промыслово-геофизических методов для контроля за разработкой нефтяных месторождений. – М.: Недра, 197

