

**Регламент
проведения контроля за разработкой
нефтяных и газовых месторождений
геофизическими методами**

Версия 1.0

г. Москва

2002 г.

Оглавление

1. ВВЕДЕНИЕ.....	4
1.1 Цель и область применения.....	4
1.2 Нормативные ссылки	5
1.3 Принятые сокращения.....	6
1.4 Регистрация изменений.....	7
2. ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ КОНТРОЛЯ ЗА РАЗРАБОТКОЙ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	8
2.1 Сущность контроля за разработкой	8
2.2 Основные цели и принципы контроля за разработкой.....	9
2.3 Задачи, решаемые при контроле за разработкой.....	10
2.4 Системный подход при контроле за разработкой, необходимость системного подхода.....	12
2.5 Обеспечение системного подхода.....	13
2.6 Задачи геофизических методов контроля разработки.....	13
3. УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИ КОНТРОЛЕ ЗА РАЗРАБОТКОЙ	14
4. ТЕХНОЛОГИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ В СКВАЖИНАХ	16
4.1 Исследование остановленных и простаивающих скважин	16
4.2 Исследование действующих фонтанирующих скважин	16
4.3 Исследования добывающих скважин, эксплуатирующихся газлифтным способом	18
4.4 Исследования добывающих скважин, эксплуатирующихся штанговыми глубинными насосами	19
4.5 Исследования добывающих скважин, эксплуатирующихся электроцентробежными насосами	20
4.6 Исследование скважин при освоении свабированием	21
4.7 Исследования нагнетательных скважин.....	22
4.8 Освоение скважин струйными насосами	23
4.9 Контроль за обводнением и изменением нефтенасыщенности пластов в скважинах с пластмассовыми (стеклопластиковыми) колоннами	23
4.10 Исследования скважин методом радиоактивных изотопов	26
4.11 Исследования пластов в процессе дренирования пластоиспытателем	27
5. МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ ЗА РАЗРАБОТКОЙ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	28
5.1 Геофизические методы контроля.....	28
5.1.1 Нейтронные методы	29
5.1.2 Методы состава и притока жидкости в стволе скважины.....	30
5.1.2.1 Влагометрия	30
5.1.2.2 Индукционная резистивиметрия	31
5.1.2.3 Плотнометрия	32
5.1.3 Термометрия	33
5.1.4 Акустические методы	35
5.1.5 Расходометрия.....	36
5.1.5.1 Гидродинамическая расходометрия	36
5.1.5.2 Термокондуктивная расходометрия	38
5.1.6 Испытатели пластов	40
5.1.6.1 Опробователи пластов на кабеле.....	40
5.1.6.2 Испытатели пластов на трубах	42
5.1.7 Радиогеохимический метод	43
5.1.8 Форма представления промыслово-геофизических методов.....	44
5.2 Индикаторные методы с закачкой различных трассеров	44
5.2.1 Метод радиоактивных изотопов	45
5.2.2 Нейтронные методы меченого вещества	45
5.2.3 Индикаторы радикального типа.....	46
5.3 Лабораторные методы контроля за разработкой месторождений.....	47
5.3.1 Элементный анализ поверхностных проб нефтей для контроля за разработкой нефтяных месторождений.....	47
5.3.2 Метод Ксп	50
6. АППАРАТУРНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИ КОНТРОЛЕ ЗА РАЗРАБОТКОЙ	51
7. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА ПРОИЗВОДСТВА ОБЯЗАТЕЛЬНОГО КОМПЛЕКСА ГИС ПО КОНТРОЛЮ ЗА РАЗРАБОТКОЙ	53
8. ПРИНЦИПЫ ПРОВЕДЕНИЯ СИСТЕМНОГО КОНТРОЛЯ ЗА РАЗРАБОТКОЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	55

Список приложений

- Приложение 1. Образец акта проверки готовности скважин к промыслово-геофизическим работам.
- Приложение 2. Выбор диаметра шаблона и прибора для исследования насосных скважин.
- Приложение 3. Схема оборудования устья фонтанной скважины для проведения геофизических исследований.
- Приложение 4. Способ проведения исследований в скважинах механизированного фонда.
- Приложение 5. Установка-испытатель пластов в комплексе с геофизическими приборами.
- Приложение 6. Результаты исследований через ИПТ по определению источника обводнения.
- Приложение 7. Примеры формы представления кривых различных промыслово-геофизических методов.
- Приложение 8. Техническая характеристика аппаратуры для исследования действующих скважин, выпускаемой ведущими геофизическими фирмами России (по ВНИИГИС).
- Приложение 9. Характеристика аппаратуры каротажа продуктивности, выпускаемой основными зарубежными фирмами (по ВНИИГИС).
- Приложение 10. Рекомендуемый комплекс промыслово-геофизических исследований по контролю за разработкой нефтяных месторождений.

1. Введение

1.1 Цель и область применения

1.1.1 Целью настоящего Регламента является повышение эффективности и информативности геофизических исследований по контролю за разработкой, необходимых для построения обоснованной объемной трехмерной модели разработки нефтяных и газонефтяных месторождений в НК «ЮКОС».

Повышение эффективности и информативности геофизических исследований при контроле за разработкой возможно за счет:

- комплексирования информации ГИС по скважинам открытого ствола с данными по контролю за разработкой;
- комплексной интерпретации методов контроля за разработкой месторождений, объединяющей данные геофизических, гидродинамических, геохимических, керновых и других исследований;
- четкой формулировки задач, которые должны быть решены в результате выполнения тех или иных исследований и четких ответах в заключениях;
- учитывая, что основной объем скважин является механизированным, основной объем исследований должен быть направлен на исследования скважин как при КРС, так и в процессе освоения вновь пробуренных.

В новом документе, с учетом специфики проведения исследований на месторождениях НК «ЮКОС», обосновывается комплекс исследований, объемы и периодичность их проведения. Комплекс исследований, предусматриваемый регламентом, должен обеспечивать систематическое получение первичной промысловой информации в объемах, достаточных для решения задач проектирования, контроля и регулирования процесса разработки, определяемых задачами исследований. Документ подразумевает, что трехмерная объемная модель разработки строится на достаточно обоснованной геологической модели залежи, которая получена в результате тщательного анализа всей имеющейся первичной информации (бурение, керна, ГИС, опробование, гидродинамика и т.д.) и постоянно уточняется бурением уплотняющихся скважин. Поэтому в документ вошли как работы по проведению геолого-промыслового анализа открытого ствола, так и по контролю за разработкой.

1.1.2 Требования настоящего Регламента должны выполняться при заключении договоров на проведение промыслово-геофизических исследований всеми нефтедобывающими предприятиями Компании, сервисными предприятиями, научно-ис-

следователями институтами и другими организациями, выполняющими работы по проектированию разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений Компании.

1.2 Нормативные ссылки

1. РД 39-0147035-211-86 Кошляк В.А. и др. Технология количественной оценки текущей и остаточной нефтенасыщенности по комплексу ГИС терригенных коллекторов месторождений, разрабатываемых с заводнением. 1986, 84стр.
2. РД39-1-818-82 Бунин И.И. и др. Технология контроля за перемещением нагнетаемой в пласт воды с использованием индикаторов радиационного типа. 1983, 30стр.
3. Чернов Б.С., Базлов М.Н., Жуков М.И. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов. Москва, Госкомтехиздат, 1986, 399стр.
4. Чоловский И.П. Геолого-промысловый анализ при разработке нефтяных месторождений. Москва, Недра, 1977, 208стр.
5. Чоловский И.П., Тимофеев В.А., Методы геолого-промыслового контроля разработки нефтяных и газовых мксторождений. М., Недра, 1992, 176с.
6. Кошляк В.А. Султанов Т.А. Изучение нефтеотдачи пластов методами промысловой геофизики. М., Недра, 1986, 193стр.
7. Рябов Б.М., Кошляк В.А., Кузьмин В.М. и др. Разработка руководства применения промыслово-геофизических методов контроля разработки. Фонды ВНИИнефтепромгеофизика. Уфа, 1989.
8. Руководство по применению промыслово-геофизических методов для контроля за разработкой нефтяных месторождений. Москва, Недра, 1978, 256 стр.
9. Моисеев В.Н., Кошляк В.А. Концепция интегрированной системы обработки промыслово-геофизической информации (этапы разработки месторождений). Уфа, 1991,стр.57-89, книга 1.
10. Обязательный комплекс промысловых гидродинамических и промыслово-геофизических исследований по контролю за разработкой нефтяных месторождений. Главтюменнефтегаз, Миннефтепром, от 30.12.81.
11. РД 39-1-1190-84 Технология промыслово-геофизических исследований при капитальном ремонте скважин. ВНИИНГ, 1985.
12. РД 39-4-1211-84 Руководство технологии проведения промыслово-геофизических исследований в скважинах механизированного фонда (ЭЦН, ШГН) приборами большого диаметра.
13. РД-39-100-91 Методическое руководство по гидродинамическим, промыслово-геофизическим и физико-химическим методам контроля разработки нефтяных месторождений Москва, ВНИИ, 1991.
14. СТО 51.00.020-84 Системный контроль за разработкой нефтяных и нефтегазовых месторождений Западной Сибири Геофизическими методами.
15. СТО 51.00.025-86 Метод контроля за состоянием выработки пластов в процессе разработки месторождений.

16. Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах. Минтопэнерго РФ и МПР РФ. Москва, 1999.
17. РД 153-39.0-072-01 Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. Минэнерго РФ. Москва, 2001.
18. РД 153-39.0-109-01 Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. Москва, 2002.

1.3 Принятые сокращения

- АКЦ** – акустический цементомер;
- БК** – боковой каротаж;
- ВЛ** – влагомер;
- ВТ** – высокочувствительный термометр;
- ВГВ** – водогазовое воздействие;
- ВНК** – водонефтяной контакт;
- ВНР** – водонефтяной раздел;
- ГВК** – газоводяной контакт;
- ГГК** – гамма-гамма цементомер;
- ГГМ, ГГП** – гамма-гамма каротаж плотностной;
- ГДИ** – гидродинамические исследования;
- ГИС** – геофизические исследования скважин;
- ГК** – гамма-каротаж;
- ГНК** – газонефтяной контакт;
- ГТМ** – геолого-технологические мероприятия;
- ДК** – диэлектрический каротаж;
- ИГН** – импульсный генератор нейтронов;
- ИК** – индукционный каротаж;
- ИНГМ** – импульсный нейтронный гамма-метод;
- ИНМ** – импульсный нейтронный метод;
- ИННМ** – импульсный нейтрон-нейтронный метод;
- ИПТ** – испытатель пластов на трубах;
- ИР** – индукционный резистивиметр;
- ИТП** – индикация притока термокондуктивным методом;
- КА** – каверномер;
- КВД** – кривая восстановления забойного давления;

КВУ – кривая восстановления давления на забое скважины при подъеме уровня жидких флюидов в стволе;

КНАМ – кислородный нейтронный активационный метод;

КРС – капитальный ремонт скважин;

КСД – кривая стабилизации давления;

ЛМ – локатор муфт;

МН – манометр;

МС – методы определения состава флюида в колонне;

НГДУ – нефтегазодобывающее управление;

НИПИ – научно-исследовательский проектный институт;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

НКТ-50 – нейтронный каротаж;

ОГЗП – определение герметичности заколонного пространства;

ОПЗ – очистка призабойной зоны;

ПГИ – промыслово-геофизические исследования;

ППУ – передвижная парообразующая установка;

ПРС – подземный ремонт скважин;

РГХА – радиогеохимическая аномалия;

РИЗ – радиоактивные изотопы;

РТ – расходомер турбинная;

САТ – скважинный акустический телевизор;

СТД – термокондуктивный расходомер;

УЭП – удельная электропроводность;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

Ш – шумомер;

ШГН – штанговый насос;

ЭПР – метод электронного парамагнитного резонанса;

ЭЦН – электроцентробежный насос.

1.4 Регистрация изменений

Версия	Дата утверждения	Дата ввода в действие	Реквизиты утвердившего документа
1.0			Распоряжение Инициатор Мангазеев В.П.

2. Цели и задачи контроля за разработкой нефтяных месторождений

2.1 Сущность контроля за разработкой

Контроль за разработкой направлен на получение и правильную интерпретацию информации, характеризующей реально протекающие процессы разработки залежи с конкретизацией во времени и пространстве данных, включающих в себя особенности фильтрации различных флюидов и сопровождающих их физико-химических процессов в пласте и скважинах.

Фактический процесс разработки конкретных месторождений и залежей, как правило, отличается от проектного. Причиной является сложность и недостаточная изученность объекта разработки, схематизация и упрощение геологического строения резервуара (залежи) и процесса ее разработки при составлении проектов. Однако, целенаправленная, уточняющая информация, получаемая при контроле за разработкой, позволяет изменить или влиять на процесс разработки.

Под контролем за разработкой залежей нефти понимается достаточно полное и, в основном, соответствующее действительности описание процессов, происходящих в пределах залежи, основанное на обработке, интерпретации, анализе и обобщении информации, получаемой в результате различного рода измерений и исследований в скважинах.

Контроль за разработкой нефтяных месторождений осуществляется на протяжении всего периода его разработки и включает решение целого ряда вопросов, решаемых на основании получаемой информации: планирование видоизменений и уточнений принятой системы разработки; оптимизации работы скважин; определение степени выработки запасов нефти; энергетическое состояние залежей; техническое состояние скважин и скважинного оборудования и т.д.

Целью современного контроля и анализа разработки нефтяных залежей является достижение максимальной нефтедобычи всех пластов объекта разработки. Только объединение и совместный анализ всей частичной информации по каждой индивидуальной скважине может решить эту основную задачу. Однако, непременным условием такого анализа является создание четкой геологической модели строения продуктивных пластов на основе детальной корреляции разрезов скважин и использования текущей информации о работе пластов, их ФЕС, давлении, температуре, характере насыщения и т.п.

Четкая геологическая модель объекта разработки (пласты, залежи), дополненная достаточным объемом информации как о пласте, его свойствах, насыщающих его

флюидах, процессах происходящих внутри объекта разработки и т.д., позволит получить достоверную объемную модель объекта разработки и решить основную задачу разработки – максимальную нефтеотдачу. Из этого следует вывод – нельзя искусственно проводить различие между ГИС открытого и закрытого ствола скважин.

2.2 Основные цели и принципы контроля за разработкой

Основной целью контроля за разработкой является создание близкой к действительности модели залежи и процесса ее разработки, позволяющей осуществить рациональную систему разработки данной залежи. Под моделью залежи понимается систематизированная информация, описывающая:

- 1) геометрию резервуара залежи, то есть пространственное распределение ФЕС, закономерности их изменения, взаимосвязи, анизотропию, погрешности прогнозирования и т. д.
- 2) распределение в пространстве различных флюидалльных фаз (нефти, газа и воды), их физико-химических свойств (плотности, вязкости, газонасыщенности, давления насыщения, коэффициента светопоглощения и других), содержания микроэлементов (Co, Ni и др.)
- 3) распределение давления в пласте, направления и скорости перемещения нефти и других флюидов на разных участках залежи, дебитов скважин и пластов по нефти, газу и воде в любой момент времени;
- 4) положение поверхностей ВНК, ГНК и ГВК, контуров нефтеносности, фронта закачиваемой воды и динамической переходной зоны в реальном масштабе времени;
- 5) закономерности и количественные зависимости между наблюдаемыми явлениями и фактами, позволяющие:
 - устанавливать причинные связи;
 - восстанавливать более полную (связную) картину процесса разработки при отсутствии некоторых сведений;
 - с той или иной степенью достоверности прогнозировать поведение залежи;
 - более обосновано планировать мероприятия, направленные на реализацию рациональной системы разработки.

Модель залежи представляется в виде карт, профилей, таблиц, графических зависимостей, формул (уравнений), текстового описания на машинных носителях.

При обработке материала, составлении модели залежи и процесса ее разработки используются современные достижения в области нефтепромысловой геологии, физики нефтяного пласта, петрофизики, подземной гидродинамики, теории разработки нефтяных

и газовых месторождений, теории управления сложных систем с обратной связью (кибернетики) с обязательным привлечением соответствующего математического аппарата и электронно-вычислительной техники.

Составными частями контроля разработкой также являются:

- контроль за техническим состоянием скважины;
- определение в скважине интервалов размещения различных компонентов, находящихся в статическом или подвижном состоянии (осадков, воды, нефти);
- изучение особенностей динамики подвижных флюидов, например, продвижения добываемой нефти сквозь столб накопившейся неподвижной воды, образования эмульсии; определение глубины начала разгазирования нефти, интервалов выпадения парафина, солей и т.д.

2.3 Задачи, решаемые при контроле за разработкой

В области уточнения геометрии резервуара залежи:

- уточнение границ распространения коллекторов, распределения в пространстве эффективной толщины, проницаемости и интегрального параметра – гидропроводности, закономерностей изменения их по площади и по вертикали; выявление мест слияния смежных пластов; выявление изолированных линз; определение закономерностей и случайной составляющей в распределении границ и свойств коллекторов; уточнение параметров, характеризующих степень неоднородности резервуара залежи;
- уточнение работающих (отдающих и поглощающих) интервалов, профилей притока и приемистости; определение закономерностей и случайной составляющей профилей притока и приемистости, погрешностей измерения дебитомерами и расходомерами; определение взаимосвязей промыслово-геофизических характеристик продуктивной части разреза и профилей притока и приемистости;
- определение призабойной закупорки в разных скважинах и ее динамики; изучение факторов, определяющих величину призабойной закупорки пласта и характер ее изменения во времени;
- изучение взаимосвязей показаний различных промыслово-геофизических методов и коллекторских характеристик разреза по керну, данным расходомерии и дебитомерии, других гидродинамических исследований;
- изучение гидродинамической связи нефтяной залежи с законтурной частью;
- уточнение коллекторских характеристик пласта вблизи поверхности ВНК.

В области изучения насыщенности коллекторов различными флюидами и распределения в пространстве их физико-химических свойств:

- определение и уточнение распределения нефтегазонасыщенности по данным промыслово-геофизических исследований, анализа отобранного керна;
- анализ глубинных и поверхностных проб нефти, газа и воды; построение карт изменения по площади залежи физико-химических свойств нефти, в частности, коэффициента светопоглощения, содержания микроэлементов и др; периодическое повторение этих операций для построения новых карт;
- изучение фильтрационных характеристик нефтяной части пласта вблизи поверхности ВНК, выявление зон закупорки окисленной нефтью.

В области изучения динамики механических перемещений жидкости в пласте:

- определение распределения начального и периодически динамического пластового давления, а также забойных давлений в каждой работающей скважине;
- определение направления и скорости перемещения нефти в пласте на различных участках залежи;
- определение дебита каждого пласта в каждой скважине по нефти, газу и воде;
- выявление застойных зон залежи и зон с низкой скоростью перемещения;
- контроль за продвижением поверхности ВНК и ГНК;
- контроль за продвижением фронта закачиваемой воды;
- выявление интервалов обводнения;
- оценка начальной, текущей и остаточной нефтенасыщенности;
- прослеживание температурного фронта при движении закачиваемых вод.

В области контроля за техническим состоянием скважин:

- определение толщины стенки обсадной колонны, местоположения муфт, центрирующих фонарей и специальных пакеров;
- определение нарушений в колонне и НКТ, мест негерметичности;
- определение эксцентricности колонны;
- определение наличия цементного камня, его плотности, полноты и равномерности заполнения цементом затрубного пространства;
- выявление затрубной циркуляции;
- локализация интервалов перфорации.

В области изучения физических условий динамики флюидов в стволе скважины:

- установление уровня осадка на забое скважины;
- установление уровня накопившейся застойной воды;
- изучение условий движения водонефтяной смеси; определение интервалов образования водо-нефтяной эмульсии;
- определение глубины начала разгазирования нефти;
- определение изменения температуры и давления по стволу скважины.

2.4 Системный подход при контроле за разработкой, необходимость системного подхода

Системный подход при контроле за разработкой диктуется следующим:

- сложностью объекта управления – залежи, характеризующейся, как правило, изменчивостью в пространстве коллекторских свойств резервуара, его границ, насыщенности флюидами, физико-химических свойств нефти; особенности изменения параметров залежи между скважинами являются в значительной степени неопределенными и могут быть уточнены лишь при системном подходе;
- сложностью процесса разработки, характеризующегося одновременным проявлением различных его сторон;
- постоянным изменением во времени состояния залежи и необходимостью увязывать их в логически непротиворечивую цепь событий.

Без системного подхода наблюдаемые факты – результаты различного рода измерений и исследований – остаются просто набором разрозненных сведений и, в лучшем случае, могут служить основой для проведения геолого-технических мероприятий на отдельных скважинах.

Сущность системного подхода заключается в следующем:

- залежь нефти рассматривается как единый геологический объект, свойства которого взаимосвязаны между собой и закономерно изменяются в пространстве: эти закономерности и количественные взаимосвязи свойств могут быть установлены с той или иной степенью точности;
- события, наблюдаемые в отдельных скважинах при разработке залежи, рассматриваются как проявление единого и закономерного процесса, причинно обусловленного особенностями геологического строения залежи, положения границ и распределения в пространстве коллекторских свойств резервуара, физико-химических свойств насыщающих флюидов, динамического пластового давления и т.д. Этот процесс в принципе

поддается количественному описанию и математическому моделированию, но всегда с определенной погрешностью.

2.5 Обеспечение системного подхода

Системный подход осуществляется посредством моделирования залежи и процесса ее разработки. Модель содержит комплекс реально измеренных величин (толщина, проницаемость, гидропроводность, давление и т.п.) и их погрешностей, привязанных к соответствующим координатам залежи; функции, реализующие их взаимосвязь и закономерности изменения в пространстве; математический аппарат, описывающий процессы, происходящие в пласте при разработке залежи.

Модель должна позволять многократное воспроизведение процесса разработки залежи при различном наборе исходной информации, характеризующей начальное и промежуточное состояния залежи.

Необходимым условием осуществления системного подхода с помощью моделей залежи и процесса ее разработки является использование компьютера достаточно мощной конфигурации.

2.6 Задачи геофизических методов контроля разработки

Исходя из условий разработки нефтяных месторождений на современном этапе основными задачами контроля за разработкой геофизическими методами являются:

1. Исследование состояния заводнения и выработки продуктивных пластов.
 - 1.1 Контроль положения ВНК и оценка изменения нефтенасыщенности.
 - 1.2 Определение ВНК и текущего насыщения неперфорированных нефтегазонасыщенных пластов.
 - 1.3 Контроль положения ГНК и оценка изменения газонасыщенности.
 - 1.4 Определение охвата заводнением по толщине пласта.
 - 1.5 Определение коэффициента остаточной нефтенасыщенности.
2. Исследование продуктивности и энергетического состояния объектов эксплуатации в добывающих скважинах.
 - 1.1 Распределение отобранной нефти по пластам объекта разработки.
 - 1.2 Определение источника обводнения продукции в интервале объекта разработки.
 - 1.3 Определение пластовой температуры.
 - 1.4 Определение пластовых и забойных давлений.
3. Контроль за выработкой пластов в скважинах, обсаженных стеклопластиковыми трубами.
4. Контроль за разработкой по данным элементного анализа добываемых нефтей.
5. Контроль за работой нагнетательных скважин.

- a. Определение профилей поглощения, распределения закачиваемой воды по пластам.
 - b. Оценка технического состояния скважин: целостности обсадной колонны, НКТ, герметичности затрубного пространства, состояния забоя.
6. Контроль за работой технологического оборудования: определение уровня жидкости в межтрубном пространстве, определение глубины установки оборудования.

3. Условия проведения исследований при контроле за разработкой

Промыслово-геофизические методы являются одним из основных видов контроля за разработкой месторождений. Они включают все виды исследований, выполняемые в скважинах с использованием аппаратуры на каротажном кабеле или аппаратурой модульного типа, показания которой регистрируются каротажной станцией и проводятся в следующих категориях скважин:

- обсаженных, вышедших из бурения до их перфорации;
- добывающих и нагнетательных при их освоении;
- контрольных с неперфорированными пластами;
- остановленных;
- пьезометрических;
- добывающих, эксплуатирующихся фонтанным, газлифтным и механизированным способом (ШГН, ЭЦН);
- нагнетательных;
- выходящих из капитального ремонта (КРС).

Промыслово-геофизические исследования в скважинах должны проводиться в соответствии с существующими положениями и правилами.

При невозможности соблюдения технических требований на подготовку скважины геофизические работы в ней могут проводиться лишь по совместному решению руководства заказчика и геофизического предприятия, оформленному в виде плана, предусматривающего меры безопасности проведения ПГИ.

Подготовку скважины к промыслово-геофизическим исследованиям обязано проводить предприятие-заказчик.

Подготовленность скважин к ПГИ (исправность оборудования, арматуры, заземления, электропроводки) оформляется актом за подписью ответственных представителей заказчика и передается начальнику партии (*приложение 1*). При отсутствии такого акта проведение работ запрещено.

Разрешается совместное проведение работ бригады КРС (ПРС) и геофизической партии или двумя геофизическими партиями на одном кусте скважины, если расстояние между устьями исследуемых скважин не менее 15 метров и если работающие при этом не создают помех друг другу при выполнении работ.

При необходимости проведения нестандартного комплекса ГИС (не типовой задачи) заказчик составляет план работ, который утверждается главным инженером и главным геологом предприятия-заказчика и согласовывается с главным инженером и главным геологом геофизического предприятия.

Допускается работа по типовым задачам на основе договоров между предприятиями заказчика и подрядчика. При этом расчеты за проведенные ПГИ зависят не от объема проведенных исследований, а от решения конкретной задачи. Заявки на проведение промыслово-геофизических исследований принимаются диспетчерской службой геофизического предприятия.

Запрещается:

- проведение каких-либо работ на скважине, не связанных с геофизическими исследованиями;
- выполнение работ при сильных выбросах, газопроявлениях и переливах жидкости из негерметизированного устья скважины, а также при неисправности герметизирующего устьевого оборудования скважины;
- проведение работ в ночное время при неисправностях в осветительной системе скважины;
- нахождение у скважины посторонних людей.

Перед началом исследований скважина должна шаблонироваться службой НГДУ (*см. приложение 2*). Если прибор не проходит в скважину, а также в случае возникновения затяжек кабеля, работы в скважине должны быть немедленно прекращены, о чем ставят в известность соответствующие службы НГДУ и промыслово-геофизические предприятия.

Скорость спуска прибора в скважину не должна превышать 2500 м/ч, скорость подъема его – не более 2000 м/ч. перед воронкой лифтовых труб, а также при прохождении зоны насоса, особенно у его приема, скорость движения прибора снижают до 500 м/ч. Последние 100 м кабеля выбирают из скважины вручную.

В процессе спуска прибора в скважину контролируется качество брони кабеля (разрывы брони, фонари и т.д.). При обнаружении каких-либо повреждений брони кабеля спуск прибора прекращается. Применять кабель срощенный либо с реставрированной броней запрещается.

4. Технология проведения исследований в скважинах

4.1 Исследование остановленных и простаивающих скважин

Эта группа объединяет контрольные, пьезометрические скважины, различные категории добывающих скважин и нагнетательные, из которых извлечено технологическое оборудование.

Диаметр скважинных приборов определяется размером обсадной колонны. При спуске соответствующего технологического оборудования измерения могут проводиться малогабаритными приборами через НКТ в процессе возбуждения скважины при различных способах воздействия на пласт.

Скважина в интервале исследования должна быть заполнена однородной жидкостью: раствором, пресной или соленой водой, нефтью. При исследовании неперфорированного интервала в качестве заполняющей жидкости рекомендуется применять пресную воду.

В остановленной перфорированной скважине, когда пластовое давление ниже гидростатического и при отсутствии угрозы выброса, ствол рекомендуется заполнять нефтью. В остальных случаях в качестве задавочной жидкости используют соленую воду с минимальной плотностью, обеспечивающую надежную задавку скважины при наименьшем проникновении воды в перфорированные пласты.

Технология глушения скважин и выбор вида задавочной жидкости должны определяться целевым назначением исследований с учетом факторов, определяющих глубину проникновения фильтрата задавочной жидкости в колонне.

Работы по глушению скважины должны проводиться по типовым (для изучения месторождения) или индивидуальным проектам, составленным заказчиком и согласованным с геофизическим предприятием.

4.2 Исследование действующих фонтанирующих скважин

Исследования проводятся приборами, спущенными в интервал исследования через НКТ, конец которых должен быть оборудован воронкой.

При исследовании действующих фонтанирующих скважин над фонтанной арматурой должна быть оборудована рабочая площадка и подготовлено технологическое и вспомогательное оборудование в соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтегазодобывающей промышленности».

При исследовании действующих скважин с повышенным давлением на устье применяется специальное устьевое оборудование, состоящее из трубы лубрикатора, и двух роликов – верхнего и нижнего. Лубрикатор служит для обеспечения спуска

приборов на кабеле или проволоке без разгерметизации устья скважины. Лубрикатор содержит (снизу-вверх): уплотнительное устройство для герметизации кабеля (проволоки), камеру для размещения прибора с грузом и ловушку для индикации входа прибора в лубрикатор, превентер для автоматического перекрытия скважины с кабелем, переходник для соединения с буферной задвижкой. При работе с проволокой используется контактный уплотнитель. Спуск геофизических приборов осуществляется с помощью роликов для пропуска кабеля (проволоки).

Верхний кронштейн с роликом устанавливают на лубрикаторе. Второй ролик крепится к основанию фонтанной арматуры, на нем устанавливают датчик глубин и меткоуловитель. Длина лубрикатора должна быть больше максимальной длины скважинного прибора с грузами (*приложение 3*).

При проведении исследований в фонтанных скважинах с давлением на устье для приборов, не помещающихся в стандартный лубрикатор, могут быть использованы передвижные или стандартные установки, позволяющие устанавливать на верхний фланец фонтанной арматуры или на имеющийся лубрикатор, разгруженный от изгибающихся моментов, лубрикатор, с дополнительной обслуживающей площадкой.

Для проведения исследований в фонтанирующих скважинах с высоким давлением на устье (более 5-10 МПа), требующим применения грузов большой длины, используются передвижные установки, позволяющие укреплять на верхнем фланце фонтанной арматуры трубу лубрикатора с помещенным в нее скважинным прибором и грузами.

Передвижная установка имеет наклонную стрелу, на которой крепится верхний ролик. С помощью стрелы лубрикатор с прибором, висящим на кабеле, устанавливается на буферный фланец. С этой целью наклонная стрела располагается у скважины таким образом, чтобы отвес с верхнего ролика совпал с центром буферного фланца. Подъемник размещается по оси скважина-стрела на расстоянии 20-30 м от стрелы.

При работе с передвижной лубрикаторной установкой увеличивается опасность радиационного облучения обслуживающего персонала, так как операция соединения фланцев лубрикатора и фонтанной арматуры требует длительного пребывания работников, проводящих эту операцию, в непосредственной близости от источников излучения. Для защиты обслуживающего персонала от облучения необходимо применять специальные контейнеры: от гамма-излучения – свинцовый контейнер, от нейтронного излучения – контейнер, залитый водой или соляровым маслом. Контейнер закрепляют на трубе лубрикатора в области расположения источника излучения.

При исследованиях в действующих скважинах режим работы скважины должен определяться программой работ.

Категорически запрещается проведение исследований, если давление на буфере превышает допустимое (по паспорту) рабочее давление для сальника.

Перед проведением исследований в целях предотвращения разлива нефти и минерализованной воды, поступающей из камеры сальника в процессе исследований, на расстоянии 20м от устья скважины должна устанавливаться емкость, достаточная для их сбора.

При проведении исследований присутствие ответственного представителя заказчика или лица уполномоченного им обязательно в начале работ до окончания первого спуска и по окончании работ для приема скважины после проведения исследований.

4.3 Исследования добывающих скважин, эксплуатирующихся газлифтным способом

Проведение исследований и подготовка скважин аналогична фонтанным. Дополнительные требования касаются работы с газовыми магистралями и с перевозимыми лубрикаторами типа Л 7/50. На выкидной и газовых линиях скважины должны быть установлены манометры.

Управление запорными устройствами фонтанной арматуры и газовой магистрали должно осуществляться работниками предприятия-заказчика.

Запуск газлифтной скважины, после ее остановки нужно осуществлять постепенным, плавным открытием задвижек, не допуская резких перепадов давления для исключения возможности порыва линии сбора.

Присутствие ответственного исполнителя заказчика обязательно на все время проведения работ.

Промыслово-геофизические исследования с применением перевозимого лубрикатора Л-7/50 должны проводиться персоналом, прошедшим специальное обучение и инструктаж.

Непосредственно у устья скважины должна быть оборудована дополнительная площадка размером 5x10м, необходимая для сборки лубрикатора.

Лубрикатор, согласно эксплуатационному документу, должен периодически подвергаться испытанию на прочность и герметичность с оформлением акта.

Установка (снятие) лубрикатора на фонтанную арматуру должна производиться при снятом избыточном давлении на устье скважины.

Лубрикатор после установки должен быть проверен на герметичность путем повышения давления или плавном открывании задвижки. Запрещается проведение ГИС в скважине при негерметичности в соединениях лубрикатора.

Исследование скважин, осваиваемых газлифтным способом, возможно без спуска НКТ при герметизации кабеля на устье скважины с помощью сальника лубрикатора или же с помощью специального превентера типа ПМ 125-20.

4.4 Исследования добывающих скважин, эксплуатирующихся штанговыми глубинными насосами

Спуск приборов в скважину, оборудованную штанговым насосом, осуществляется по серповидному зазору между колонной лифтовых труб и обсадной колонной (межтрубное пространство) через отверстие в планшайбе. Для прижатия НКТ к обсадной колонне и максимального увеличения зазора между ними служит эксцентрическая планшайба, которая устанавливается на устье скважины так, чтобы начальный азимут искривления скважины совпадал с азимутом оси симметрии планшайбы.

При установке планшайбы необходимо обеспечить удобный подход к скважине и возможность крепления геофизического оборудования.

Спуск приборов осуществляется с помощью устьевого оборудования, состоящего из системы роликов.

Данные для выбора оптимального диаметра приборов в зависимости от типа планшайбы и соотношения диаметров обсадной колонны и НКТ приведены в *приложении 3*. Если приборы не проходят по межтрубному пространству из-за большой кривизны ствола (более 30 градусов), отложений парафина и смол, высокой вязкости нефти, то можно использовать описанную ниже технологию, предусматривающую предварительный спуск под насос крупногабаритного скважинного прибора (*раздел 4.5*).

При проведении исследований под давлением может быть использовано сальниковое устройство, устанавливаемое на устье в планшайбе.

Перед выездом на скважину для проведения исследований начальник партии (отряда) должен ознакомиться с геофизическими и промысловыми материалами по исследуемой скважине (с копиями диаграмм стандартного каротажа, гамма-каротажа и выборочными материалами предыдущих исследований) с целью выбора методики исследований и предупреждения аварийных ситуаций. Особое внимание должно быть уделено анализу результатов предыдущих исследований и особенностям работы данной скважины.

В связи с тем, что муфты НКТ образуют выступы на пути движения прибора в межтрубном пространстве, спуск подъем прибора следует производить плавно без рывков со скоростью 1500-2000 м/ч

Несоблюдение этой рекомендации может привести в результате ударов к отказу прибора, а в отдельных случаях – к его обрыву.

Особенно важно строго соблюдать ограничения скорости подъема и спуска при применении малогабаритных приборов (диаметр 25 мм), так как высота выступов муфт над поверхностью трубы близка к половине диаметра прибора и удар прибора о выступ оказывается почти лобовым.

При прохождении прибором зоны насоса скорость движения прибора не должна превышать 500 м/ч.

Перепуск кабеля в случае остановки прибора не допускается во избежание образования петель.

При проведении комплексных исследований рекомендуется спускать приборы в скважину в следующей последовательности:

- приборы без источника радиоактивного излучения для изучения состояния забоя скважины и привязки материалов к разрезу;
- высокочувствительный термометр;
- расходомер;
- приборы с источниками радиоактивного излучения.

Скорость записи кривых должна быть постоянной в пределах, заданных конструкцией по эксплуатации соответствующего прибора, и в зависимости от решаемой задачи.

Давление измеряется при установившемся технологическом режиме работы скважины.

4.5 Исследования добывающих скважин, эксплуатирующихся электроцентробежными насосами

При определении положения уровней жидкости в межтрубном пространстве или герметичности НКТ у приема насоса, прибор опускается в НКТ, и исследования проводятся по аналогии с фонтанными скважинами.

Исследования в объекте разработки (ниже подвески ЭЦН) производятся комплексным прибором, расположенным под насосом, и спуск их в скважину проводится одновременно (*приложение 4*). Такой способ позволяет выполнять исследования при любой компоновке обсадной колонны и насоса, диаметр скважинного прибора лимитируется размером обсадной колонны. Исследования по данной технологии могут проводиться в скважинах механизированного фонда (ЭЦН, ШГН) в период подземного или капитального ремонта.

Геофизическая партия выполняет спуск и подъем геофизического прибора одновременно с колонной НКТ и ЭЦН совместно с бригадой подземного или

капитального ремонта согласно плану работ, составленному техническим руководителем службы.

Для предотвращения повреждения кабеля при спуске на НКТ и насосе устанавливаются специальные децентраторы с проходным отверстием для каротажного кабеля и кабеля ЭЦН (*приложение 4*). Это обеспечивает беспрепятственное перемещение каротажного кабеля в процессе геофизических измерений, которые могут начинаться до запуска насоса и продолжаться в дальнейшем после вывода скважины на заданный режим.

После завершения исследований производится подъем ЭЦН и скважинного прибора.

Основная область применения способа – скважины, передаваемые в капитальный ремонт для проведения изоляционных работ в объекте разработки.

Требования к оборудованию устья такие же, как при измерениях в фонтанных скважинах.

Для скважин эксплуатируемых с ЭЦН, фирмой PCE (Pressure Control Engineering) была разработана система V-tool, которая представляет собой систему байпасирования и обеспечивает доступ к пространству ниже насоса. Это достигается тем, что ЭЦН подвешивается с одной стороны вилочного блока и это обеспечивает спуск мимо ЭЦН инструмента для осуществления каротажных операций. Установка мостов, пробок перфорация скважин, спуск кабеля и гибкой колонны НКТ и т.д. производится без предварительного подъема колонны для заканчивания скважин. Система V-tool была применена 2 раза на месторождении компании «ЮКОС». Спуск аппаратуры ГИС на кабеле или гибкой колонне обеспечивается наличием переходников с седлом и запорными элементами различного диаметра. При выключенном насосе, перед исследованиями с седла снимают клапан и через него спускают геофизический прибор на кабеле с запорным элементом, который, садясь в седло, герметизирует выход кабеля из НКТ в ствол. Аналогичным образом поступают и при использовании гибких труб в качестве носителя аппаратуры. Установка позволяет проводить исследования и при работающем насосе ЭЦН.

4.6 Исследование скважин при освоении свабированием

Свабирование применяется при освоении скважин, увеличении их дебита, понижении уровня жидкости в скважине или только в НКТ.

Контроль за свабированием осуществляется датчиками измерения давления, влагомером, резистивиметром, термометром, натяжением кабеля (нагрузка на сваб), ускорение сваба (аксельрометр), которые располагаются непосредственно над свабом и подсоединяются к кабелю.

В НКТ ниже заданного уровня понижения жидкости устанавливают на якоре автономный манометр с термометром, который опускают и извлекают с помощью геофизического кабеля, оснащенного разъемным наконечником.

Подготовка скважины к свабированию и сопровождающих его геофизических исследований заключается в следующем:

- новые трубы НКТ и их шаблонирование;
- трубы НКТ должны иметь постоянный внутренний диаметр;
- в НКТ на 600м ниже планируемого уровня снижения жидкости устанавливают стоп-кольцо для предотвращения падения сваба;
- низ НКТ оборудуют воронкой для прохождения приборов;
- фонтанная арматура отдельно стоящих скважин должна быть оборудована аварийной линией.

4.7 Исследования нагнетательных скважин

Технология проведения исследований в зависимости от давления закачки и типа применяемой жидкости предусматривает использование различных типов лубрикаторных установок по аналогии с фонтанными скважинами.

Нагнетательные скважины должны быть оборудованы либо обвязкой, создающей замкнутый цикл, либо сбросовой линией, выведенной за пределы куста в месте, позволяющем предотвратить размыв кустового основания и обеспечить охрану окружающей среды при сбросе нагнетательной жидкости из ствола скважины с целью снижения давления.

Исследования нагнетательных скважин в зимнее время допустимо до температуры -15°C .

На время работы при минусовой температуре заказчик обязан обеспечить обогрев устьевого оборудования, лубрикатора и кабеля, предоставив на время проведения исследований ГИС ППУ.

Присутствие ответственного представителя заказчика или лица уполномоченного им обязательно в начале исследований до окончания первого спуска прибора в скважину и в конце исследований.

При проведении исследования нагнетательных скважин с целью приемистости эксплуатационных колонн с помощью расходомеров и меченного вещества, при работе с устьевым инжектором радиоактивных изотопов, скважина оборудуется подъемным механизмом.

Нагнетательные скважины должны быть оборудованы центральной задвижкой, задвижками на водоводе и выкидной линии. Все задвижки должны быть исправны. На скважине с избыточным давлением должен быть установлен лубрикатор с манометром.

4.8 Освоение скважин струйными насосами

Струйные насосы типа «УГИС», в отличие от остальных, имеют проходное отверстие диаметром 51мм, которое позволяет во время притока жидкости из пласта проводить исследования как автономной, так и дистанционной (на кабеле) геофизической аппаратурой. Кроме того, это позволяет применять различные методы воздействия на призабойную зону пласта для интенсификации притока и проводить перфорацию интервалов.

Оборудование состоит из самого насоса, гермоузлов различных типов, лубрикатора, отводной линии, мерной емкости.

После спуска насоса в НКТ сбрасывается манометр, который крепится на гермоузел, спускаемый в НКТ на седло насоса, отсекая подпакерное пространство. При работе струйного насоса поступающая из пласта жидкость по затрубью поступает в мерную емкость. Количество и скорость подаваемой в НКТ жидкости регулируется агрегатом ЦА –320. Автономный манометр регистрирует забойное давление, давление на агрегате, количество поступившей жидкости регистрируется на поверхности. После поднятия манометра специальным устройством, производится обработка полученной информации.

Геофизические замеры производятся спуском приборов на кабеле в подпакерное пространство через проходное отверстие, которое затем закрывается гермоузлом, которое плотно садится в специальное седло насоса. Затем, как и при снятии забойного давления, запускается струйный аппарат, и проводятся работы по снятию профиля отдачи и определению источника обводнения.

4.9 Контроль за обводнением и изменением нефтенасыщенности пластов в скважинах с пластмассовыми (стеклопластиковыми) колоннами

Скважины со стеклопластиковыми колоннами в интервале продуктивного горизонта значительно расширяют количество методов для контроля выработки нефтяных залежей, определение начальной и текущей нефтенасыщенности, выделения интервалов обводнения. В таких скважинах применимы высокочастотные методы электрометрии (индукционный, диэлектрический каротаж), низкочастотная акустика, некоторые модификации радиоактивных методов.

Контроль за текущей нефтенасыщенностью объектов разработки через пластмассовую колонну методами высокочастотной электрометрии (индукционный и

диэлектрический каротаж) может осуществляться в скважинах любой категории: добывающие, нагнетательные (условия перфорированной колонны) и наблюдательные (условия неперфорированной колонны).

Размещение этих скважин зависит от стадии и состояния разработки нефтяной залежи и решаемых геолого-промысловых задач.

В начальной стадии разработки нефтяной залежи с применением систем заводнения скважины рекомендуется размещать на активно разрабатываемых участках залежи преимущественно в разрезающих нагнетательных рядах, в зонах между нагнетательным и первым добывающим рядом и непосредственно в первых добывающих рядах в водоплавающих зонах, что позволит получать информацию о предельно допустимых коэффициентах вытеснения в пластовых условиях, коэффициенте охвата заводнением по толщине, об остаточной нефтенасыщенности непосредственно в очаге заводнения (по нагнетательным скважинам) и в зонах, прилегающих к нагнетательным рядам.

В средней и поздней стадии разработки нефтяной залежи, скважины рекомендуется размещать на тех ее участках, где планируются дополнительные геолого-технические мероприятия по вовлечению в разработку невыработанных запасов нефти (очаговое заводнение, вторичные и третичные методы воздействия на пласт). Эта информация позволяет контролировать эффективность проводимых геолого-технологических мероприятий по увеличению нефтеотдачи объекта разработки (увеличение коэффициента охвата по толщине и коэффициента вытеснения).

В глинистых и низкопористых коллекторах, а также при заводнении опресненными водами, контроль за динамикой заводнения объекта разработки может осуществляться на качественном уровне. При комплексном использовании данных индукционного и диэлектрического каротажа производится выделение заводненной толщины и определение положения текущего водонефтяного контакта.

Толщина контролируемого объекта должна быть не менее 3-4 метров. Пластмассовый хвостовик устанавливается относительно исследуемого пласта таким образом, чтобы расстояние от его кровли и подошвы до металлической колонны составляло не менее 4 метров.

Для обеспечения качественных и точных геофизических измерений, наряду с объектом исследований, должны быть выбраны опорные пласты, удельное сопротивление которых во времени не меняется.

Для гарантированного обеспечения прохождения геофизических приборов в интервале контролируемого объекта, особенно в случае исследований через межтрубное пространство, установку пластмассовых колонн рекомендуется производить

преимущественно в вертикальных или мало искривленных скважинах с предельным углом наклона ствола не более 20°.

При бурении скважин, в которых предполагается осуществлять количественный контроль за состоянием выработки продуктивных пластов, рекомендуется производить отбор керн в интервалах разрабатываемых объектов.

Промыслово-геофизические исследования в скважинах с пластмассовыми колоннами должны обеспечивать:

- геологическую документацию разреза;
- получение исходной информации о коллекторских свойствах и характере насыщенности коллекторов в момент бурения скважин;
- контроль технического состояния пластмассовой колонны и скважины в целом на всех этапах строительства и при последующей эксплуатации;
- контроль за изменением насыщенности продуктивных пластов в процессе разработки залежи.

Наряду с типовым комплексом, утвержденным для каждого нефтегазоносного региона, программа промыслово-геофизических исследований предусматривает выполнение измерений новыми высокоэффективными геофизическими методами с учетом назначения, конструктивных особенностей скважин и решаемых задач.

Программа промыслово-геофизических исследований состоит из двух самостоятельных частей, реализуемых на этапе бурения скважины, и в последующем, при контроле за разработкой нефтяного месторождения.

Периодичность исследования скважин зависит от их назначения и темпов разработки залежи.

Периодичность исследования контрольных (наблюдательных) и добывающих скважин должна быть не реже одного раза в год. В периоды быстрого продвижения фронта нагнетания, высоких темпов перемещения водо-нефтяного контакта, интенсивного нарастания обводненности продукции частота исследования скважин может быть увеличена до одного раза в полугодие или квартал.

Периодичность и продолжительность исследования нагнетательных скважин определяется скоростью промывки коллекторов и временем достижения неизменного уровня остаточной нефтенасыщенности. Первый рабочий цикл измерений должен быть проведен непосредственно перед началом закачки, но не ранее чем через месяц после спуска обсадной колонны для получения базовых замеров после расформирования зоны проникновения.

Рекомендуемая периодичность исследования нагнетательной скважины в первый год закачки – не реже одного раза в месяц до получения совпадающих между собою результатов измерений по данным индукционного или диэлектрического каротажа (при условии постоянной минерализации закачиваемых вод при каждом цикле измерений). Совпадение диаграмм при трех очередных циклах измерений свидетельствует о достижении предельного коэффициента вытеснения и служит основанием для прекращения дальнейших измерений.

4.10 Исследования скважин методом радиоактивных изотопов

При подготовке скважин к исследованиям методом радиоактивных изотопов путем закачки активированной жидкости с поверхности должны быть выполнены следующие мероприятия:

- на расстоянии 15-20м от скважины приготавливается яма для захоронения радиоактивной жидкости в аварийных ситуациях, размер ямы должен быть таким, чтобы уровень жидкости, подлежащей захоронению, находился на 1.5 м от поверхности, стены ямы обмазываются глиной толщиной 3-5 см;
- приготавливают глинопорошок в количестве 10-15% от веса активированной жидкости для добавки в жидкость с целью адсорбции радиоактивных изотопов.

Закачка радиоактивных изотопов производится с помощью технически исправного цементировочного агрегата. Перед приготовлением меченой жидкости необходимо убедиться в чистоте агрегата и герметичности продавочной линии.

Не допускается спуск НКТ в интервале и ниже интервала исследования. Башмак (воронка) НКТ должен быть на 4-6 метров выше исследуемого интервала.

Устьевое оборудование скважины должно обеспечивать:

- подключение насосного агрегата и ввод жидкости в скважину, как через затрубное пространство, так и через НКТ;
- герметизацию затрубного пространства и входа в НКТ;
- возможность размещения сальникового устройства для спуска прибора и проведения замеров под давлением.

При ВГВ с давлением на устье до 30 МПа присутствие ответственного представителя заказчика обязательно на все время проведения работ. При ВГВ возле устья скважины с противоположной стороны от площадки для установки спецтехники должна быть оборудована дополнительная площадка для установки грузоподъемного устройства.

Заказчик обязан на все время проведения работ закрепить за геофизической партией грузоподъемное устройство типа «АЗИНМАШ» и обслуживающий его персонал.

Грузоподъемное устройство должно иметь номинальную грузоподъемность не менее чем в два раза превышающую разрывное усилие геофизического кабеля. Высота устройства должна позволять производить монтаж (демонтаж) лубрикатора и установку подвижного ролика.

Грузоподъемное устройство необходимо для установки лубрикатора на устье скважины и разгрузку его конструкции от изгибающих моментов, возникающих вследствие отклонения лубрикатора от вертикального положения.

Лубрикатор, согласно эксплуатационному документу, должен периодически подвергаться испытанию на прочность и герметичность. Испытания должны производиться на предприятиях заказчика с участием представителей геофизического предприятия.

Сварочные соединения лубрикатора и мачты грузоподъемного устройства должны осматриваться перед началом и после окончания работы. Запрещается проведение работ при обнаружении дефектов.

Подвесной ролик должен быть подвешен к крюку грузоподъемного устройства.

Исследования в скважинах ВГВ проводятся по заранее согласованному плану.

4.11 Исследования пластов в процессе дренирования пластоиспытателем

Применяется испытатель пластов многоциклового действия со сквозным каналом ИПТ-110-30-С-1, позволяющий пропустить геофизический прибор в подпакерную систему ИПТ (*приложение 5*).

Испытатель пластов обеспечивает многоцикловое испытание пласта, гидроимпульсное воздействие на пласт с целью его очистки, исследование пластов геофизическими методами в процессе притока. Испытатель используется в составе серийного испытательного оборудования КИОД-110, и КИИ-2М-95 при проведении геолого-технологических мероприятий по очистке призабойной зоны для получения КВД. Испытатель спускается в скважину на НКТ диаметром 73мм или на трубах любого типа с внутренним диаметром не менее 60мм. Спуск испытателя в скважину обеспечивается всеми типами подъемных агрегатов, используемых при бурении и капитальном ремонте скважин глубиной до 5000 м. Испытатель может быть использован в скважинах с обсадными колоннами 140, 146 и 168 мм и работающими нефтью или технической водой с максимальной температурой рабочей среды до 150°С. Испытатель управляется вертикальным перемещением колонны труб и работает в режиме много цикловой технологии «приток – восстановление пластового давления», обеспечивая пропуск геофизической аппаратуры во время притока в зону испытываемого объекта.

ИПТ обеспечивает проведение ГИС в динамических условиях, наиболее благоприятных для получения однозначных результатов.

Приборы спускаются в подпакерную зону после серии гидроударов на пласт. Создание контролируемых знакопеременных депрессий различной величины, обеспечивает интенсивную очистку пласта и активное расформирование зоны проникновения.

В *приложении 6* приведены в качестве примера результаты исследований, проведенных в процессе дренирования пласта испытателем пластов, спуск приборов в подпакерную зону (в интервал продуктивных отложений) осуществлялся через ИПТ. Сква.420 эксплуатируется ШГН, обводненность продукции 98-100%, $\gamma_v = 1.18 \text{ г/см}^3$. Результаты исследований через ИПТ (*приложение 6 (2)*) сопоставляются с ранее проведенными в процессе работы скважины через межтрубное пространство (*приложение 6 (1)*). По термометрии в обоих случаях отмечается затрубная циркуляция из нижезалегающих водоносных пластов к интервалу перфорации, то есть причиной обводнения скважин является негерметичность цементного камня в интервале залегания продуктивных пластов. По цементограмме качество цементирования неудовлетворительное.

С помощью ИПТ была проведена очистка забоя и дренирование пласта с ^большим перепадом давления, чем при насосной эксплуатации. В результате этого заработал верхний пласт, ранее не работающий. Результаты исследований через ИПТ в процессе дренирования показали их высокую эффективность в определении эксплуатационных и гидродинамических характеристик пласта, а дренирование и очистка пласта и забоя скважины способствует увеличению производительности скважины.

5. Методы контроля за разработкой нефтяных месторождений

5.1 Геофизические методы контроля

Геофизические методы контроля разработки классифицируются по характеру исследования:

- определение характера насыщенности коллектора – различные модификации нейтронных методов, гамма-каротаж, электрометрия;
- выделение работающих интервалов, профиля притока (поглощения) и т.д. – методы потока и состава жидкости в стволе работающей скважины – плотнометрия, резистивиметрия, влагометрия, кислородный каротаж скважинной жидкости, гидродинамическая и термокондуктивная расходометрия;

- оценка качества изоляции заколонного пространства – термометрия, шумометрия.

5.1.1 Нейтронные методы

Используются модификации стационарных и импульсных нейтронных методов, позволяющих проводить измерения в обсаженных стальной эксплуатационной колонной скважинах и решать следующие задачи:

- определение положения газонефтяного контакта (ГНК), интервалов прорыва газа, перетоков, разгазирования нефти в пласте и оценке газонасыщенности (модификация НГК-70 и НК-Т-50);
- определение положения водонефтяного контакта ВНК в пластах с высокой минерализацией пластовых вод. Модификация НГК-50; НК-Т-25-30.

Импульсные нейтронные методы наиболее широко используются для оценки характера насыщенности коллекторов и определения положения ВНК, ГНК. Применяются две модификации импульсных методов: ИННМ – импульсный нейтрон-нейтронный метод, позволяющий изучать временное распределение тепловых нейтронов; ИНГМ – импульсный нейтронно-гамма метод, основанный на изучении временного распределения гамма-излучения, возникающего в результате радиационного захвата тепловых нейтронов ядрами атомов, слагающих горную породу.

Преимуществами импульсных методов перед стационарными являются: большая глубинность исследования, более высокая чувствительность к хлорсодержанию пород, меньшее влияние скважины на измерения.

Эффективность методов при исследовании пластов, не вскрытых перфорацией, составляет 95%, при определении ВНК в частично перфорированных пластах – 45–50%, при определении обводняющихся перфорированных пластов водами высокой минерализации – 90% (однако, в 55% случаях нельзя выделить границы обводненного интервала) и резко снижается при исследовании скважин, обводняющихся водами низкой минерализации (менее 20г/л).

При скорости записи ИННМ менее 150 м/ч возможны записи кривых макросечения Σ а Кп захвата тепловых нейтронов и пористости пород Кп с систематической погрешностью не более $\pm 2.5\%$ (относительной) для Σ а и $\pm 1.5\%$ (абсолютной) для Кп.

Другой модификацией импульсного метода является кислородный нейтронный активационный метод (КНАМ), который применяется для определения интервалов поступления воды в скважину и интервалов заколонных циркуляций. Метод основан на активации ядер кислорода окружающей среды быстрыми нейтронами, испускаемыми скважинным генератором нейтронов. Регистрируя жесткое гамма-излучение

активированного кислорода, можно определить содержание кислорода в окружающей среде и направление движения его активированных ядер относительно детектора гамма излучения. Для реализации метода используется двухзондовая аппаратура типа ИГН-36-2, работающая в режиме КНАМ. При измерении этой аппаратурой регистрируется информация в виде скоростей счета (N) на прямом и обратном зондах (N30, N25). Интервалу притока воды в скважину соответствует увеличение показаний на непрерывной диаграмме КНАМ для прямого зонда (N30) и уменьшению показаний для обратного зонда (N25). Определение заколонных перетоков проводится в двух динамических режимах работы скважины – в остановленной и работающей. Критерием заколонных перетоков является отличие измеряемых параметров, зарегистрированных в работающей и остановленной скважине, более чем на 15%.

5.1.2 Методы состава и притока жидкости в стволе скважины

Эффективность решения отдельных задач при контроле за разработкой действующих скважин с перфорированными пластами повышается при дополнении комплекса исследований измерениями профиля притока (дебитометрией) и методами, основанными на измерении различных физических свойств поступающей жидкости из пласта. С этой целью были разработаны различные малогабаритные приборы для исследования фонтанирующих и глубиннонасосных скважин, позволяющих выделить отдающую часть перфорированной толщины (термоэлектрические индикаторы притока типа СТД-2, СТД-4), а также количественно оценить дебит отдельных пластов и прослоев (механические дебитометры типа РГД-1М, ДГД-6Б, Кобра-36, ДГД-8 и др.) и определить наиболее важные параметры жидкости, поступающей из пластов в скважину – ее плотность (гамма-плотномеры типа ГПП-1М, ГПП-3, ГПП-3М), диэлектрическую проницаемость (влагомеры типа ВГД-2, «Кобра-36», беспакерные влагомеры), вязкость (вибрационный вискозиметр ВВН-2), удельную проводимость (индукционный резистивиметр РИС-42) и т.д.

5.1.2.1 Влагометрия

Для выделения интервалов поступления воды в скважину широко применяются диэлькометрические влагомеры, принцип действия которых основан на измерении диэлектрической проницаемости водо-нефтяной смеси LC (RC) – генератором, в колебательный контур которого включен измерительный конденсатор проточного типа. Материалы и теоретические расчеты показали, что верхний предел количественного определения влагосодержания ограничивается 50%. При обводнении свыше 50% аппаратура позволяет лишь качественно выделять водоотдающие интервалы.

Существует две разновидности глубинных влагомеров, обладающих различными методическими возможностями: пакерные и беспакерные влагомеры. В беспакерном приборе через датчик проходит только часть жидкости, движущейся по колонне, поэтому беспакерные влагомеры работают на качественном уровне. В пакерном влагомере через датчик пропускается часть, движущейся по колонне жидкости, что значительно повышает эффективность прибора и позволяет использовать его для количественных определений. В газовых скважинах применяются только беспакерные влагомеры.

Пакерные влагомеры должны удовлетворять следующим требованиям:

- погрешность определения содержания воды в равномерно смешанной гидрофобной смеси не должна превышать $\pm 3\%$;
- нестабильность работы в течение 6 часов не должна превышать $\pm 1\%$;
- обнаруживать обводненность нефти при дебите скважины менее $100 \text{ м}^3/\text{сут}$ и фиксировать приток нефти в гидрофильную среду.

Исследуемые интервалы включают как непрерывные, так и точечные замеры влагомером. Непрерывные замеры проводятся в перфорированных пластах с закрытым пакером на спуске, при подъеме прибора запись ведется с полностью открытым пакером. Скорость при общих замерах не более 1000 м/ч , при детальнх – 300 м/ч .

Основным недостатком всех влагомеров является зависимость их показаний от свойств нефти, воды и структуры водонефтяных смесей, которые зависят от температуры, давления, газонасыщения и могут изменяться по площади и толщине даже одного нефтяного горизонта, что при количественной оценке компонентного состава смеси требует проведения больших тарировочных работ по построению градуировочных зависимостей с учетом всех мешающих факторов.

Влагомер локального типа (ВБСТ-2) обладает более высокой чувствительностью к радиальным притокам нефти в колонну обводненной скважины. Эти влагомеры выпускаются диаметром 25 мм и 38 мм и позволяют исследовать как фонтанирующие, так и глубинно-насосные скважины через межтрубное пространство при забойных температурах до 150°C .

5.1.2.2 Индукционная резистивиметрия

Применение резистивиметров основано на измерении электрических свойств водонефтяной смеси в стволе скважины, позволяющих выделить гидрофильную (нефть в воде) и гидрофобную (вода в нефти) составляющие и устанавливать положение водонефтяного раздела в скважинах ВНР).

Исследования индукционным резистивиметром позволяют определить удельную проводимость среды в колонне, положение нефтеводораздела – границу перехода гидрофильной среды в гидрофобную, границы зон гидрофильных водонефтяных смесей с различной концентрацией нефти в воде, границы изменения минерализации воды в колонне. Полученная информация обеспечивает выделение слабых притоков нефти в скважину при содержании воды в колонне более 50% и определение мест поступления воды в колонну различной минерализации, определение капельной и четочной структур течения для гидрофильных смесей.

Предъявляемые требования к индукционным резистивиметрам – измерения УЭП в интервале 0.1 – 30 См/м с основной относительной погрешностью не более $\pm 5\%$, допустимый коэффициент нелинейной зависимости показаний от УЭП не более $\pm 5\%$, погрешность по температуре не более $\pm 0.5\%$ на 10^0C . Скорость записи 400-600 м/ч. Учитывая высокую чувствительность метода к небольшим притокам нефти, индукционный резистивиметр следует применять как метод для выявления слабых притоков нефти через «застойную» воду, как индикатор типа эмульсии.

5.1.2.3 Плотнометрия

Одно из свойств, которое может быть использовано для изучения характера и состава жидкости в скважине является плотность, по величине которой можно с большой точностью судить о соотношении отдельных ее компонентов (нефти, воды) в скважине. Разработанная аппаратура, гамма-гамма-плотнометры (ГГП) обеспечивает определение плотности жидкости в стволе действующих скважин в диапазоне 0.7-1.2 г/см³ с точностью до ± 0.01 г/см³. Различные конструкции для исследования фонтанирующих (ГГП-1, ГГП-2 диаметром соответственно 42 и 32 мм) и глубинно-насосных скважин через межтрубное пространство (ГГП-3 диаметром 25 мм) в настоящее время применяется в комплексе (с механическими дебитометрами типа РГД-1М, ДГД-6Б, термоэлектрическими типа СТД-2, СТД-4) при определении обводненных интервалов перфорированных пластов в условиях любой минерализации пластовых вод.

Эффективность исследований данным комплексом составляет около 80%. Однако в условиях низких дебитов пластов, когда образуются «застойные» воды, оказывающие влияние на результаты определения плотности жидкости, поступающей из пласта, интерпретация данных измерений гамма-плотномером становится неоднозначной, а иногда и невозможной. При низких дебитах плотномер имеет пакер. Одним из критериев качества записи является совпадение повторных замеров. При пульсирующем режиме работы скважины воспроизводимость измеряют в зумпфе.

В скважинах с суммарным дебитом жидкости в исследуемом интервале не ниже 120-160 м³/сутки, метод плотнометрии уверенно решает задачу выделения интервалов поступления в скважину воды, нефти. Скорость записи при детальном исследовании 50-100 м/ч.

При наличии данных гидродинамического расходомера о количественной оценке поступающей жидкости из интервалов и отсутствии затрубной циркуляции, по результатам исследования плотномером можно произвести количественную оценку обводненности работающих интервалов. Эффективность комплекса, который включает плотномер, по выделению интервалов обводнения пластов по этой категории скважин составляет 80-90%.

В скважинах, в которых суммарный дебит жидкости ниже 120 м³/сут, метод беспакерной плотнометрии снижает свою эффективность по выделению обводненного интервала. При данном режиме движения двухкомпонентного потока проявляется эффект «гравитационного» разделения на фазы, в результате чего наблюдается завышение обводненности потока в интервале исследования. Это связано с неоднородностью потока жидкости в колонне и наличием «застойной» воды против исследуемого интервала, через которую они работают. При слабых притоках нефти в «застойную» воду нефть всплывает в виде отдельных включений, которые занимают незначительную площадь в общем сечении колонны. Результаты исследований состава жидкости плотномером в таких условиях получаются искаженными и показывают завышенную обводненность против исследуемого интервала по сравнению с промысловыми данными.

5.1.3 Термометрия

Термометрия действующих скважин (высокочувствительная термометрия) отличается от традиционной термометрии (геометрия, метод закачки жидкости с контрастной температурой) тем, что измерения проводятся в процессе работы скважины и исследуются тепловые аномалии, обусловленные термодинамическими эффектами при движении флюидов в пласте и стволе скважины.

Исследования сводятся к спуску термометра в продуктивный интервал и регистрации распределения температуры вдоль ствола скважины с обязательным перекрытием зумпфа и приема НКТ. Желательно, чтобы прием НКТ был поднят на 40–50 метров выше кровли верхнего перфорированного пласта. В действующей скважине с квазистационарным тепловым полем обязательно регистрируется повторная термограмма и несколько термограмм в остановленной скважине. Масштаб записи температуры 0.05⁰С/см.

Интерпретация термограмм заключается в выявлении и анализе температурных аномалий. Анализ начинают с зумпфа. При наличии участка ненарушенной геотермы (в действующей скважине обычно на расстоянии более 10 м от подошвы нижнего работающего пласта) определяют градиент температуры. Корреляция градиентов температуры с разрезом свидетельствует об отсутствии движения жидкости в скважине и заколонном пространстве по данным термометрии.

Заключение по результатам исследований скважины выдается по данным всего комплекса (локация муфт, плотнометрия, ГК, механическая и термокондуктивная дебитометрия, влагометрия, резистивиметрия):

- диагностика состояния насосно-подъемного оборудования;
- выявление обводненных интервалов по эффекту охлаждения пласта закачиваемыми водами;
- определение интервалов разгазирования и поступления газа.

Термометрия позволяет получить информацию о пластах, перекрытых НКТ и о работе пластов, недоступных исследованию в действующей скважине (по измерениям в остановленной скважине после извлечения из нее оборудования).

После регистрации термограмм, не поднимая прибор из интервала исследований проводится первичная оценка качества материала. В качестве критериев используются уровень случайных помех (не должен превышать 0.02°C) и качество воспроизведения аномалий на основной и повторной диаграммах (расхождение диаграмм не должно быть более 0.1°C по большинству точек, общий характер изменения температуры должен повторяться с высокой точностью).

Может быть установлен масштаб записи термометрии в $0.02^{\circ}\text{C}/\text{см}$.

Измерение температуры в интервале продуктивных пластов проводится на спуске. Скорость движения термометра зависит от постоянной времени датчика. Поскольку постоянная времени, определенная в лабораторных условиях, не всегда совпадает с реальным значением в скважине, рекомендуется писать со скоростью не более 200 м/час.

Распределение температуры по стволу добывающей скважины определяется следующими факторами:

- естественное тепловое поле Земли;
- изменение температуры флюида при фильтрации в пласте (баротермический эффект);
- эффект калориметрического смешивания восходящего по колонне потока с поступающим из пластов флюидом;

- теплообмен между потоком жидкости в стволе скважины и окружающими породами.

Кроме них, на распределение температуры влияют расход и состав флюида, структура и направление потока.

К настоящему времени определились следующие задачи, которые могут решаться высокочувствительной термометрией:

- выделение интервалов притока (приемистости), в том числе и слаборботающих перфорированных пластов;
- выявление заколонных перетоков из неперфорированных пластов;
- определение притоков в скважину из мест негерметичности обсадной колонны.

5.1.4 Акустические методы

Метод шумометрии предусматривает измерения уровня и спектра акустических шумов, возникающих в скважине при различных термодинамических процессах. Частотный диапазон этих шумов лежит в широком спектре от нескольких десятков Герц до сотен кГерц. Шумовое поле, генерируемое турбулентным газожидкостным потоком, воздействует на чувствительный элемент пьезокерамического датчика. Реакцией датчика на звуковое излучение является электрический сигнал, поступающий в электронный блок широкополосного усилителя напряжения, где происходит усиление сигнала до необходимой величины. При средней выбранной чувствительности пьезокерамических датчиков из ЦТС-19 предварительный усилитель напряжения имеет коэффициент усиления $K_u \geq 100$, чем для хорошего согласования входа усилителя с датчиком применена схема токового повторителя, выполненная на полевом транзисторе. Нормальный сигнал по напряжению подается на усилитель мощности. Необходимость усилителя мощности обусловлена тем, что питание глубинного прибора и снятие полезного информационного сигнала происходит по одножильному каротажному кабелю на поверхности. Поступивший сигнал по кабелю на поверхность подается на полосовые фильтры, которые позволяют фиксировать интенсивность шума в диапазоне частот от 1.3 до 60 кГц.

Акустический шумомер является индикаторным прибором и строгой калибровке не подлежит. Замеры проводятся в точках, в интервалах с аномальной интенсивностью шумов и непрерывно со скоростью 300-600 м/ч как на спуске, так и на подъеме.

Исходя из проведенных модельных работ и практических результатов по скважинам можно определить область эффективного применения шумометрии для решения следующих промысловых задач:

1. Определение герметичности труб (обсадных колонн, в том числе через НКТ, самих НКТ, для определения факта работы газлифтных клапанов и оценки утечек жидкости из НКТ в ЭЦН и ШГН скважинах).
2. Определение герметичности заколонного пространства вблизи вскрытого фильтра (ОГЗП).
3. Оценка профиля работы фильтра.
4. Оценка наличия высокорасходных заколонных перетоков вне продуктивных горизонтов.

5.1.5 Расходомерия

Расходомерия является одним из основных методов изучения эксплуатационных характеристик пласта. При контроле разработки нефтяных месторождений применяются две модификации метода: гидродинамическая и термокондуктивная расходомерия. Обе модификации метода входят в полный комплекс исследования действующих скважин.

5.1.5.1 Гидродинамическая расходомерия

Измерения расходомерами используют для решения следующих задач:

- выделения интервалов притока или приемистости в действующих скважинах;
- выявления перетока между перфорированными пластами по стволу скважины после ее остановки;
- распределения общего (суммарного) дебита или расхода по отдельным пластам, разделенным неперфорированными интервалами;
- получения профиля притока или приемистости пласта по его отдельным интервалам.

Каждый комплект расходомера должен быть снабжен градуировочной характеристикой, представляющей собой зависимость показаний прибора от объемного расхода жидкости ($\text{м}^3/\text{сут}$). Градуировка расходомера производится на воде, на специальном гидродинамическом стенде. Одновременно определяется коэффициент пакеровки прибора и его стабильность.

Стабильность характеристик прибора и их соответствие градуировочному графику контролируется в промысловых условиях по результатам сопоставления суммарных дебитов (расходов) скважин, определенным по данным расходомера и в замерном устройстве на поверхности. Расхождение между ними не должно быть более 20%. При этом дебит (расход скважины), измеренный на поверхности, должен быть приведен к забойным условиям и погрешность его определения не должна превышать 10%. Если

расхождения в суммарных дебитах превышают 20%, необходима повторная градуировка расходомера на гидродинамическом стенде.

Программа работ для установления распределения суммарного дебита по пластам предусматривает точечные измерения и запись непрерывной кривой. В начале проводятся точечные измерения в перемычках между исследованными пластами, а также выше и ниже интервалов перфорации. Число точек в каждом интервале исследований должно быть не менее 5, расстояние между ними 0,2 – 2 м. Расхождения между измерениями в одной точке в перфорированном участке не должны превышать 5%. Для контрольных измерений достаточно по одной точке в каждом интервале.

Для определения отдающих (принимающих) интервалов перфорированного пласта записывается непрерывная диаграмма в интервалах перфорации и в 10-20 м участках ствола, прилегающих к ним.

В скважинах, дающих чистую нефть или только воду, результаты измерения дебитометром являются достаточными для установления места притока жидкости в скважину и характера насыщения соответствующих интервалов в случае, когда нет затрубной циркуляции, прорыва нагнетаемых вод и целостность обсадной колонны установлена. В скважинах, дающих нефть с водой, исследования расходомерами не решают задачу по разделению на нефте- и водоотдающие интервалы, для этих целей должен применяться более расширенный комплекс геофизических методов. Эффективность использования расходомерии при исследовании скважин зависят от ее технического состояния в интервале перфорации. Расходограммы, полученные в скважинах, где продуктивный интервал был вскрыт перфораторами ПК-103, легко интерпретируются в интервалах перфорации – по ним можно построить профили отдачи или приемистости по всему отдающему или принимающему интервалу при условии целостности цементного камня за колонной. Однако на ряде нефтяных месторождений перфорация выполнена ленточными кумулятивными перфораторами, которые разрывают или деформируют колонну. При снятии профилей притока или поглощения в таких скважинах, как правило, наблюдается значительный разброс показаний расходомера и построить профиль отдачи или приемистости продуктивного интервала по этим данным нельзя. Поэтому такие скважины должны исследоваться между интервалами в перемычках, где показания расходомеров при постоянном коэффициенте пакеровки стабильны. Контроль за выработкой пласта предусматривает учет объема закачиваемой и добываемой жидкости из него, а также поинтервальное распределение отдачи и приемистости по толщине перфорированного интервала на количественном уровне.

Для изучения профиля притока малодебитных скважин рекомендуются замеры термокондуктивным расходомером типа СТИ, который дает качественную картину работы интервала перфорации. Для количественных определений профиля притока рекомендуется пакерный расходомер типа РТ-36 с коэффициентом пакеровки 07-08.

Требования к механическим расходомерам:

- динамический диапазон (отношение максимального дебита к минимальному) для пакерных приборов – 10, для беспакерных – 50;
- нижний предел изменения для пакерных приборов не более $5 \text{ м}^3/\text{сут}$, беспакерных – $20 \text{ м}^3/\text{сут}$;
- коэффициент нелинейности – не более $\pm 3\%$;
- погрешность в измерении скорости турбинки $\pm 5\%$;
- коэффициент пакеровки не менее 0.9;
- отношение полезного сигнала к уровню помех – 5.

Расхождение в суммарных дебитах по расходомеру и замерам на поверхности не должно превышать $\pm 20\%$.

5.1.5.2 Термокондуктивная расходомерия

Термокондуктивный расходомер представляет собой один из видов термоанемометра (термокондуктивный анемометр), работающего в режиме постоянного тока. Принцип работы таких расходомеров основан на зависимости температуры подогреваемого термодатчика от скорости потока. Термодатчиком в приборе служит резистор, нагреваемый током до температуры, превышающей температуру окружающей среды. Величина приращения температуры термодатчика ΔT , позволяющая судить о скорости потока, определяется либо по измерениям приращения сопротивления датчика ΔR (прибор типа СТД), либо по измерениям приращения частоты Δf , когда датчик включен в частотно-зависимую схему (прибор типа ТЭД-2, Т4).

Однако наряду со скоростью потока, на показания термокондуктивных расходомеров влияют факторы (теплофизические свойства) среды, режим течения, геометрия обтекания датчика потоком и т.д., которые не могут быть учтены при интерпретации полученных результатов. Это обстоятельство не позволяет использовать данные этих расходомеров для получения количественной информации о дебитах отдельных интервалов, в случае многофазного потока. Поэтому при исследовании добывающих скважин они применяются в качестве индикаторов притока, позволяющих выделить работающие интервалы без их количественной оценки.

К достоинствам термокондуктивных расходомеров следует отнести: высокую чувствительность в диапазоне низких (менее $1\text{ м}^3/\text{сут}$) и средних дебитов, что позволяет выделить притоки жидкости, не фиксируемые гидродинамическими расходомерами; простота конструкции, что повышает его эксплуатационные качества; возможность создания приборов малого диаметра (до 16-20 мм).

Данные термокондуктивной расходомерии используются для решения следующих задач:

- выделение интервалов притока или приемистости, а также выявление мест негерметичности обсадной колонны при исследовании действующих скважин;
- выявление перетоков между перфорированными пластами при исследовании остановленных скважин;
- установление положения искусственного забоя;
- оценка типа среды, заполняющей рабочий интервал;
- установление глубины спуска НКТ при приеме насоса в насосных скважинах (когда нефть-водораздел выше приема насоса);
- оценка, а иногда и определение притоков из отдельных работающих интервалов на количественном уровне в случаях стабильного однофазного или однородного потока, большой толщины перемычек, разделяющих соседние работающие интервалы (более 3 метров), удаленном окончании НКТ (более 3 метров) и чистом зумпфе по качественной дебитограмме с повышенной дифференциацией.

В применении термокондуктивных расходомеров имеются ограничения. Наличие близкого зумпфа существенно осложняет выявление интервалов притока, особенно при отсутствии четко выраженных и повторенных максимумов кривой, расположенных выше зумпфа. При исследовании таких скважин возможна неоднозначность в определении нижней границы работающего интервала. В непосредственной близости от забоя (точки отрыва прибора) диаграмма имеет форму, аналогичную форме, соответствующей отдающему интервалу. Такая форма диаграммы объясняется резким изменением (снижением) сопротивления датчика из-за его охлаждения, происходящего при сдвиге прибора. Поэтому это необходимо иметь в виду, при выделении подошвы отдающих интервалов, устанавливаемой по началу роста сопротивления. После того, как прибор оторвался от забоя, подобные явления не имеют места. Поэтому в этих условиях для контроля необходимо, кроме записи “снизу - вверх”, проводить запись “сверху - вниз”.

При наличии против работающего интервала нефтеводораздела или поступлении из пласта вместе с жидкостью свободного газа (скважина работает при $R_{аб} < R_{нас}$) на плотномере может наблюдаться наличие “застойной” воды (среда гидрофильная), которая интенсивно выносится радиальным потоком нефти (среда становится гидрофобной). При движении прибора от первого ко второму интервалу за счет нарастания непосредственного контакта нефти или газа с датчиком СТД, происходит резкий рост измеряемого сигнала на границе вода – нефть (нефть имеет низкий коэффициент теплопроводности), вызывая тем самым переход диаграмм СТД из одной формы в другую и границы работающего (особенно верхнего) интервала однозначно выделить нельзя. Поэтому данные СТД по таким скважинам могут быть использованы только для ответа работает или не работает интервал без выделения его границ, ибо в противном случае работающая толщина интервала будет определена с большой погрешностью.

Учитывая особенности и преимущества каждого из рассмотренных расходомеров можно сделать вывод о необходимости их комплексного применения, как гидродинамического, позволяющего получить количественную оценку притоков из отдельных перфорированных пластов и в целом из пласта, так и термокондуктивного, обладающего высокой чувствительностью в низких дебитах, там где существующие гидродинамические расходомеры не дают необходимой информации. В качестве основного типа дебитомера в комплексе измерений, для выявления интервалов обводнения пластов, должен использоваться расходомер с количественной оценкой дебита из отдельных пропластков и пластов в целом.

Термокондуктивный расходомер должен удовлетворять следующим требованиям:

- верхний предел измерения дебита не менее $150 \text{ м}^3/\text{сут}$;
- погрешность определения приращения температур не более $\pm 0.2^\circ\text{C}$;
- тепловая инерция датчика – не более 10с;
- скорость измерения не более 200 м/ч;
- запись ведется как по точкам, так и непрерывно.

5.1.6 Испытатели пластов

5.1.6.1 Опробователи пластов на кабеле

Применяются два вида опробователей на каротажном кабеле: опробователи (ОПК), отбирающие пробу в замкнутый баллон емкостью 5-15 л при максимальной депрессии, и аппаратура для исследования притока и давления (АИПД), позволяющая за один спуск в скважину исследовать 20-25 участков разреза.

Опробователи пластов находят широкое применение при решении следующих задач, связанных с контролем разработки нефтяных месторождений:

- определение характера насыщенности пластов путем отбора проб жидкости и газа в открытом стволе скважин, бурящихся на разрабатываемых участках залежей;
- определение пластовых давлений по кривым изменения давлений в процессе отбора проб из пластов (или отдельных участков пласта);
- определение фильтрационных характеристик и профиля проницаемости исследуемых пластов.

При бурении скважины распределение флюидов в прискважинной зоне пласта меняется под воздействием проникновения в пласт фильтрата промывочной жидкости, оттесняющего пластовые флюиды вглубь пласта. Содержание нефти в промытой фильтром зоне нефтеносного пласта может снижаться до 25-30% от объема пор, остаточная газонасыщенность в промытой зоне газоносного пласта – до 10-15%. Поведение многокомпонентной смеси пластовых флюидов и фильтрата в ходе опробования определяет характер и информативность пробы.

Весь процесс опробования можно разделить на три стадии:

- возникновение и распространение гидродинамического возмущения в пласте;
- движение жидкости и газа из пласта в баллон;
- восстановление пластового давления в зоне опробования после прекращения отбора.

На характер пробы основное влияние оказывают две первые стадии процесса опробования.

Опробователи пластов на кабеле обеспечивают опробование при депрессиях, близких к полной величине пластового давления. Изучение распределения давления в возмущенной зоне показало, что в значительной ее части на жидкости и газы, содержащиеся в порах пластов, будут действовать большие депрессии. Наличие больших депрессий может приводить к извлечению части флюидов, бывших неподвижными при меньших перепадах давления.

Таким образом, открывается возможность исследования остаточных пластовых флюидов, находящихся в промытой зоне. Пробы жидкости и газа, величины пластовых давлений позволяют определить, какие участки пласта вырабатываются наиболее интенсивно, какие промываются вытесняющей водой, как распределяются пластовые давления по разрезу пласта или пачки пластов. Данные о минерализации и удельном

сопротивлении воды, отобранной в зоне исследования опробователя (10-20 см), дают возможность по материалам электрометрии определять нефтенасыщенность в промытой зоне пласта, что позволяет оценить коэффициент вытеснения для соответствующего типа пород, а также относительные проницаемости для воды и нефти в зоне исследования пласта. Данные о неоднородности пласта по проницаемости могут использоваться при определении коэффициентов нефтеотдачи. Основные ограничения опробователей пластов связаны с малым радиусом исследования, что не позволяет в ряде случаев получать уверенные данные о характере насыщения пласта. Кроме того, опробователи пластов малоэффективны в условиях тонкого переслаивания коллектора и неколлектора (типа флиша), а также в трещинных и кавернозных коллекторах.

5.1.6.2 Испытатели пластов на трубах

Для испытания скважин, обсаженных эксплуатационной колонной, используются комплексы испытательных инструментов следующих типоразмеров: КИИ –2М – 95, КИОД – 110, МИК – 95, МИГ – 80 и МИГ – 127. В комплекс ИПТ входят глубинные геликсные манометры, предназначенные для непрерывной регистрации изменения давления в скважине и в трубах в процессе спуска, испытания пласта и подъема ИПТ. Обработка полученных картограмм позволяет определить гидродинамические параметры испытанного объекта и оценить качество работ отдельных узлов испытательного оборудования и техническое состояние скважины.

Основные цели исследований скважин многоцикловыми испытателями пластов на трубах следующие:

- получить представительную пробу пластового флюида, зарегистрировать изменения давления в призабойной зоне пласта в процессе притока и кривую восстановления давления после перекрытия притока;
- обеспечить улучшение проницаемости созданием депрессии на пласт за счет очистки призабойной зоны пласта от твердой фазы промывочной жидкости, нерастворимых осадков, асфальтосмолистых веществ, продуктов коррозии обсадных труб и других кольматирующих материалов.

Реализация поставленных целей позволяет решить следующие геолого-промысловые задачи:

1. Выдать заключение о промышленной ценности исследуемого горизонта, которое основывается на результатах анализа пластовых проб жидкости и данных обработки диаграмм давления. Интерпретация диаграмм позволяет рассчитать:

- пластовое давление;

- гидропроводность призабойной и удаленной зон пласта;
- фактический и потенциальный дебиты нефти и газа;
- фактический и потенциальный коэффициенты продуктивности;
- коэффициент призабойной закупорки.

2. Оценить результаты любого вида капитального ремонта скважин и геолого-технических мероприятий (ГТМ) и принять решение о ликвидации скважины или переводе ее на другие нефтяные пласты, либо в категорию наблюдательных.

3. ИПТ применяются как средства для очистки призабойной зоны пласта (ОПЗ) путем создания серии контролируемых депрессий (гидроударов) различной интенсивности. Эффект очистки оценивается по сопоставлению гидродинамических параметров пласта, полученных до и после воздействия на пласт. Работы по ГТМ можно совместить с плановыми работами по подземному и капитальному ремонту и выполнить их как завершающий этап комплекса ГТМ.

4. Дать оценку технического состояния скважины и качества работы узлов ИПТ (по диаграммам давления):

- установление негерметичности эксплуатационной колонны;
- определение негерметичности зумпфа, цементного моста и цементного кольца за колонной между интервалами перфорации;
- выдача однозначного заключения об успешности проведенной операции по герметичности насосно-компрессорных труб и работоспособности узлов ИПТ.

5. Ускорить введение в строй действующих в сложных случаях освоения скважин при выходе их из бурения или после проведения капитального ремонта. В этом случае ИПТ применяется как средство для отбора больших объемов пластовой жидкости в комплексе с депрессионным воздействием и регистрацией кривых притока и восстановления давления.

5.1.7 Радиогеохимический метод

Этот метод основан на использовании радиогеохимического эффекта, возникающего при разработке нефтяных месторождений в процессе вытеснения нефти закачиваемыми водами (пресными, морскими, сбросовыми и т.д.). При нагнетании воды в залежь в передней части фронта вытеснения образуется буферная оторочка, представляющая собой смесь закачиваемой воды с вытесняемыми остаточными водами залежи. Поскольку считается, что радий в нефтяной залежи сосредоточен в остаточных водах, то буферная оторочка обогащается радием, концентрация которого достигает 3.5-10 Бк/дм³.

Под влиянием поверхностных сил капиллярных систем пластовая вода приобретает свойства низкополярных растворителей и ее растворяющая способность резко возрастает. Поэтому сульфаты и карбонаты кальция, бария, радия, выпадающие в осадок в нормальных условиях, в капиллярной системе пласта находятся в растворенном состоянии. Поступая в скважину, пластовая вода восстанавливает свои свойства высокополярного растворителя. Сульфаты и карбонаты кальция, бария, радия частично осаждаются на цементном камне и стенках фильтра в виде радиокальцита и радиобарита, частично выносятся на поверхность. В результате возникают РГХА на участках, где их раньше не было, то есть появление “свежих” РГХА связано с началом обводнения или обводнением скважины. Однако природа РГХА довольно многообразна, и необходимо осторожно подходить к результатам интерпретации ГК.

5.1.8 Форма представления промыслово-геофизических методов

Методы контроля за разработкой можно подразделить условно на три группы:

- методы исследования заколонного пространства (определение физических свойств пластов-коллекторов и процессов, происходящих в них);
- методы изучения внутриколонного пространства (определение мест притока, количества и состава жидкости в колонне);
- исследование колонны и цементного кольца (определение технического состояния труб и цемента, исследование процессов, происходящих в цементном камне).

Для проведения этих исследований применяются различные модификации радиоактивных, электрических, термометрических, акустических и других методов. Основным условием эффективного использования геофизических методов является комплексирование нескольких видов исследований, позволяющее производить более надежную интерпретацию получаемых данных.

В *приложении 7* приводятся примеры формы представления кривых различных промыслово-геофизических методов, единицы измерения, определяемые параметры, область применения и тип приборов. Следует отметить, что в области применения указывается решаемая задача конкретным методом, но, как правило, окончательное заключение выдается по комплексу методов.

5.2 Индикаторные методы с закачкой различных трассеров

Индикаторные методы основаны на том, что в породы-коллектора через скважину вводят флюид или иной наполнитель, который обладает аномальными свойствами относительно окружающей среды.

Эти методы можно разделить в зависимости от индикатора на методы:

- радиоактивных изотопов;

- нейтронных методов меченного вещества;
- индикаторные методы различного типа.

Задачи, решаемые индикаторными методами:

- выявление затрубной циркуляции, поглощающих (отдающих) пластов, нарушений герметичности колонн;
- определение профиля приемистости и работающих толщин, получение исходных данных и контроль результатов интенсификации промытой зоны (ГРП, кислотная или термическая обработка и т.д.);
- выявление обводненных интервалов, ВНК, остаточной нефтегазонасыщенности в промытой зоне;
- выявление гидродинамической связи между отдельными пластами по площади;
- определение скорости и направления фильтрации закачиваемого раствора.

5.2.1 Метод радиоактивных изотопов

Для обнаружения радиоактивного изотопа проводят регистрацию кривых ГК. Выбор изотопа определяется решаемой задачей, физико-химическими свойствами этих изотопов и их соединений. Учитывая, что работа с радиоактивными изотопами опасна, особенно при закачке с поверхности, то их применяют только в случае, если другими методами задача не решается. Для ввода изотопов используются глубинные инжекторы. Для работы выбирают короткоживущие изотопы (радон, натрий, йод-131, тритий), которые не адсорбируются породой. Перед закачкой в скважине обязательно делается фоновый замер ГК.

Наиболее привлекательным является несорбирующий гамма-излучающий изотоп йод-131. Однако он имеет ограничения по периоду полураспада – 8.1 суток. Малая продолжительность жизни лимитирует время исследования 2 – 3 месяца.

Наиболее широко опробован тритий, который имеет достаточно большой период полураспада (12.46 года), не сорбируется породой, но энергия гамма-распада очень мала (0.019 Мэв), что позволяет фиксировать тритий только в лабораторных условиях на специальных установках.

5.2.2 Нейтронные методы меченного вещества

Нейтронные методы меченного вещества основаны на закачке в пласт вещества с высоким поглощением тепловых нейтронов. Обычно это растворы солей бария (бура), обладающие аномально высокими нейтронными характеристиками. Замеры выполняются методом импульсного нейтронного каротажа или нейтронного каротажа. В качестве вещества с большим (аномально высоким) сечением поглощения используются

соединения таких элементов как хлор, бор, кадмий, редкоземельные элементы. Однако, одних данных по распределению тепловых нейтронов для решения задачи выделения заводненных участков и охвата пластов разработкой недостаточно, поэтому в этой методике используются данные о фазовых проницаемостях.

Первый контрольный замер генератором проводится в открытом стволе при проникновении в пласты фильтра (пресного) бурового раствора. Затем, под давлением в интервал объекта разработки закачивается меченная жидкость, производится спуск колонны и проводится второй замер ИГН для регистрации распределения меченого вещества. Через 2-3 недели проводят третий замер для контроля за расформированием зоны проникновения. Аномалии, которые частично или полностью исчезли при третьем замере соответствуют интервалам активного движения (фильтрации) жидкости. Сохранение аномалий указывает на неподвижность жидкости в этой части пласта.

Аналогичные задачи могут быть решены с помощью закачки радона, который обладает достаточно высокой интенсивностью естественного гамма-излучения и малым периодом полураспада.

5.2.3 Индикаторы радикального типа

Кроме нерадиоактивных индикаторов и индикаторов, содержащих элементы с большим сечением захвата тепловых нейтронов применяются в виде индикаторов соединения из класса азотистых (мочевина, аммиачная селитра), стабильные нитроксильные радикалы и их производные. Суть индикаторного метода заключается в том, что в нагнетаемую в пласт воду добавляется трассирующее вещество, а отобранные из добывающих скважин пробы анализируются на содержание закаченного трассера.

Индикаторы радикального типа – стабильные нитроксильные радикалы и их производные (амины, органические и неорганические соли аминов), хорошо растворяются в пластовой и нагнетаемой воде (особенно амины), не имеют аналогов в природе, биологически неактивны (экологически чисты), химически не взаимодействуют с нефтью, устойчивы в пластовых условиях, позволяют создать гамму индикаторов со сходными физико-химическими свойствами и единым методом регистрации.

Регистрация радикальных индикаторов осуществляется методом электронного парамагнитного резонанса (ЭПР) с чувствительностью до 10^{-7} – 10^{-9} моль/л. Для закачки индикаторов радикального типа в нагнетательную скважину используется агрегат типа ЦА-320 или другой с аналогичной характеристикой.

В качестве индикаторов радикального типа используются триацетонамин, бензоат триацетонамина, хлоргидрат триацетонамина, индикатор имидазольного ряда: имидазалин и т.д.

Эта технология может применяться на любых месторождениях. Единственное ограничение по температуре – не более 70° С. Объем пробы 0.3-0.5 л, срок хранения при температуре до 25 °С несколько месяцев.

5.3 Лабораторные методы контроля за разработкой месторождений

5.3.1 Элементный анализ поверхностных проб нефтей для контроля за разработкой нефтяных месторождений

Для промышленности используются три технологии контроля: по данным элементного анализа на содержание кобальта, ванадия и по данным многоэлементного анализа, магнитным и оптическим свойствам добываемых нефтей «НЕФТЬ-I».

Последняя технология является более совершенной и может заменять использование первых двух.

Эффективность элементного анализа зависит от тесноты связи содержаний одного или нескольких элементов в нефти с глубиной её залегания, либо с другими параметрами, являющимися объектами контроля. В качестве признаков используются концентрации неуглеводородных элементов, входящих в химический состав компонентов нефти (ванадия, никеля, кобальта, титана, золота, серы и др.), большинство из которых является микроэлементами с концентрациями $10^{-4} - 10^{-9}$ г/см³.

Различие нефтей по элементному составу из разных залежей одного месторождения, как правило, непредсказуемо до начала экспериментальных определений. Например, на Самотлорском месторождении характеристики нефтей из залежей АВ₁, АВ₂₋₃, АВ₄₋₅, БВ₈, БВ₁₀ по ванадию, никелю, кобальту и некоторым другим элементам имеют максимум для АВ₄₋₅ и минимум для БВ₁₀. Различие нефтей из разновозрастных залежей обусловлено в большинстве случаев различной геохимической обстановкой образования исходных нефтей. Это почти всегда позволяет отыскать достаточно контрастный признак отличия по одному или нескольким элементам.

Установить и использовать в целях контроля различие нефтей из разных пластов, принадлежащих к одной залежи (к единой гидродинамической системе) – задача довольно трудная. Однако использование элементного анализа позволяет её решать практически во всех случаях, при эффекте различия, редко превышающем 40-50%, что повышает требования к чувствительности и воспроизводимости измерений. Для нефтей из одной залежи, как правило, наблюдается повышение содержаний ряда микроэлементов с увеличением глубины залегания. Неуглеводородные элементы, используемые в качестве признаков, концентрируются преимущественно в асфальтеновых молекулах нефти. Последние характеризуются повышенной плотностью, что под воздействием сил диффузии и гравитации приводит к дифференцированию нефтей по содержанию

асфальтенов и, следовательно, по значениям признака, хотя изменение асфальтенов не является уверенным признаком. Разделение залежи на отдельные коллекторские разности для указания факторов, по-видимому, условно, т.к. они влияют на формирование залежи в течение длительного времени. В результате характеристика нефти по признаку (концентрация микроэлемента) обусловлена на локальном участке залежи в первую очередь глубиной залегания. Только через этот параметр можно связывать признак нефти с индексацией пласта. Выравнивание нефти по горизонтали и повышение однозначности её изменения по вертикали тем вероятнее, чем меньше участок исследуемой площади. С увеличением площади исследования, об указанных закономерностях можно говорить лишь условно.

Перечень элементов, содержание которых могут использоваться в качестве признака, зависит от измерительного комплекса. К аппаратуре и методике измерений предъявляются высокие требования по порогу обнаружения, чувствительности и воспроизводимости определений. Учитывая массовый характер измерений, необходимыми условиями являются также малый объём пробы (не более 2-3 см³) и высокая производительность анализа (несколько десятков в день). В качестве методов анализа используются: нейтронно-активационный (ванадий, никель, кобальт, титан, золото, железо и др.), рентгенорадиометрический (ванадий, сера), ЭПР-спектрометрия (ванадий в 4-х валентной форме, стабильные свободные радикалы). Могут применяться и другие методы, например, рентгено-спектральный, при условии, что они отвечают указанным выше требованиям.

В настоящее время элементный анализ для целей контроля за разработкой месторождений наиболее полно реализуется в рамках технологии «НЕФТЬ-1». Технология предусматривает несколько вариантов распределения операций между исполнителем и заказчиком. Широко используется вариант, по которому заказчик (НГДУ) производит только отбор проб и их транспортировку в адрес исполнителя. Все остальные операции, включая интерпретацию и выдачу конечного результата с графическими приложениями, производит исполнитель. Технология на ранее не изученном с её применением месторождении предусматривает проведение исследований в два этапа. На первом этапе выбираются группы скважин, добываемые нефти из которых с наибольшей вероятностью представляют контролируемые объекты (залежи, пласты и др.). С устьев скважин на этих объектах отбираются по одной пробе нефти объёмом 10 см³. В лабораторных условиях пробы обезвоживаются и анализируются по ряду признаков. На основании статистической обработки в качестве эффективного признака выбирается элемент (или группа элементов), который обеспечивает различие объектов с наибольшим оптимальным

показателем, включая контрастность и воспроизводимость. Обязательным требованием к признаку является высокая устойчивость во времени, как в пластовых, так и в поверхностных условиях.

На втором этапе производится решение промысловых задач в последовательности: выбор исследуемой скважины, составление регламента исследования (отбора проб), отбор проб на устье, транспортировка проб в лабораторию, подготовка проб к анализу, анализ проб, интерпретация данных анализа с привлечением промысловых сведений (взаимное расположение скважин, глубины пластов и перфорации), составление заключения исследования.

Перечень вопросов, при решении которых информация по технологии контроля «НЕФТЬ-I» оказывается полезной, а в ряде случаев и единственно возможной, достаточно широк. Из них наиболее часто встречаются следующие:

- определение нефтеотдающего пласта или залежи из совместно эксплуатируемых;
- количественная оценка дебитов при совместной эксплуатации;
- определение скважин с перетоками нефтей;
- контроль за прорывом газа из газовой шапки к забою нефтедобывающей скважины;
- оценка существования границы, разделяющей продуктивный разрез на самостоятельные залежи;
- уточнение глубины залегания нефтеотдающего пласта относительно соседних скважин;
- оценка эффективности воздействия по приобщению или отключению нефтеотдающих интервалов в скважине и другие вопросы, связанные с необходимостью контроля глубинных потоков нефти, которые могут различаться по элементной характеристике.

С получением признаков повышенной устойчивости появилась возможность контролировать изменение средневзвешенного профиля притока нефти по площади или месторождению в целом для отдельной залежи при условии залегания коллекторов, близкого к горизонтальному. Для этого производится единовременный отбор проб (в сроки не более месяца) по всему действующему эксплуатационному фонду скважин, эксплуатирующих залежь. Получаемое распределение признака принимается за базовое. Через выбранный интервал времени (например, 2 года) отбор проб повторяется, и полученное новое распределение признака сравнивается с базовым. С учётом существования дифференциации нефти по разрезу изменение повторного распределения относительно базового может увязываться с изменением направления выработки за

контролируемый срок. Базовые распределения с применением технологии контроля «НЕФТЬ-І» получены для всех залежей и площадей Самотлорского, Ромашкинского, Ново-Елховского и ряда других месторождений.

Промышленное опробование элементного анализа с применением технологии «НЕФТЬ-І» показало:

- возможность применения на любом нефтяном месторождении независимо от его расположения относительно аналитической лаборатории, при этом время внедрения на новых объектах сведено к минимуму;
- возможность исследования действующих нефтедобывающих скважин независимо от способа добычи, обводнённости продукции, дебита, газового фактора, вязкости и наличия механических примесей;
- возможность единовременного исследования необходимого количества скважин с требуемой частотой.

На этапе выбора эффективного признака желательно располагать, возможно более расширенным комплексом аналитических методов. Это повышает вероятность выбора эффективного признака не только по методическим требованиям, но и с учётом стоимости определений. В комплекс технологии «НЕФТЬ-І» включён ранее известный метод фотокалориметрии нефтей. Как показали сравнительные исследования, метод фотокалориметрии в общем случае уступает элементному анализу по контрастности признаков, их устойчивости, области применения. Вместе с тем, он реализуется на более доступной аппаратуре. Представляется целесообразным в рамках технологии «НЕФТЬ-І» использовать его на месторождениях, где он эффективен, при условии его выборочного контроля по элементному анализу.

5.3.2 Метод Ксп

Широкое развитие получил метод фотокалориметрии нефти. Особенно высока роль этого метода при механизированном способе эксплуатации скважин, когда сложно выполнить замеры против продуктивного пласта. Метод основан на определении коэффициента светопоглощения нефти – Ксп, который зависит от содержания в нефти окрашенных веществ (смола, асфальтенов). Определение Ксп производится быстро и точно по небольшим (несколько см³) пробам нефти, отбираемой на устье скважины.

По площади Ксп изменяется, довольно плавно, в пределах определённого диапазона и подчиняется определённой закономерности. В многопластовых объектах наблюдается часто скачкообразное изменение Ксп по разрезу (по пластам). Каждому пласту соответствует свой диапазон изменений Ксп по площади. Это позволяет использовать Ксп

для решения таких задач как выделение работающих пластов, соотношение дебитов нефти по пластам, направление фильтрации.

6. Аппаратурное обеспечение исследований при контроле за разработкой

В настоящее время разработан обширный комплекс геофизических приборов при контроле за разработкой (методы каротажа продуктивности), которые выпускаются различными геофизическими компаниями и мелкими геофизическими организациями. Необходимо подчеркнуть, что достоверность результатов и круг решаемых задач в значительной степени зависит от качества применяемых приборов. Основные требования к аппаратуре каротажа продуктивности, которые необходимо учитывать:

- серьёзность фирмы-изготовителя;
- наличие у фирмы метрологического центра и стендовых установок;
- вся выпускаемая геофизическая продукция прошла государственные приёмочные испытания;
- наличие сертификата, хотя это не всегда бывает достоверным.

В *приложении 8* приведена техническая характеристика аппаратуры для исследования действующих скважин, выпускаемой основными российскими фирмами. Ниже, в качестве примера приведены описания приборов.

Автономный прибор КСА-А5-36 «Сакмар» предназначен для термогидродинамических исследований действующих скважин с давлением до 60 МПа и температурой до 120°C. Диаметр 36 мм. Прибор состоит из 5 датчиков и 4 модулей. Базовый модуль содержит 4 датчика-давления, температуры, локатора муфт, модулей расходомера, гамма-каротажа и блока питания.

Решаемые задачи:

- определение отдающих и поглощающих интервалов;
- определение профиля притока и приёмистости;
- определение забойного давления;
- определение температурного режима;
- определение коэффициента продуктивности;
- определение гидропроводности и газопроводности;
- определение глубины установки оборудования, нахождение НКТ и пакеров.

Прибор награждён дипломом международной выставки «Газ, нефть – 2000».

Автономный прибор КСА-А2-36-80/60 предназначен для регистрации давления, температуры при гидродинамических исследованиях. Манометр устанавливается в трубах или опускается в скважину.

Оба прибора запускаются в работу по команде оператора, по давлению или по заданному времени. Имеют энергонезависимую память. Время работы приборов 30 и 30 – 90 суток соответственно.

Прибор на кабеле АГАТ-КСА-36 состоит из 7 датчиков и 4 модулей - базовый модуль, модуль ГК, модуль влагомер или резистивиметр, модуль высокочувствительного расходомера со складывающейся турбинкой. Базовый модуль – датчик давления, температуры, термоиндикатора потока, расходомера и локатора муфт. Базовый модуль можно изменить самостоятельно.

Решаемые задачи:

- определение отдающих и поглощающих интервалов;
- определение профиля притока и приёмистости;
- определение давления;
- определение температурного режима;
- определение интервалов обводнения;
- определение интервалов негерметичности обсадной колонны;
- определение коэффициента продуктивности;
- определение гидропроводности и газопроводности;
- определение проницаемости;
- определение глубины установки оборудования и местоположения НКТ и пакеров.

Отличие прибора АГАТ-К9-36 от предыдущего – он состоит из 9 датчиков и 5 модулей. Базовый модуль (можно применять самостоятельно) – датчики давления, температуры, влажности, термоиндикатора потока, гидроакустического датчика, локатора муфт. Остальные модули – модуль ГК, расходомера, индукционного резистивиметра и высокочувствительного расходомера со складывающейся турбинкой. Дополнительно прибором отбивается уровень жидкости.

В *приложении 9* приведена характеристика аппаратуры каротажа продуктивности, выпускаемая основными зарубежными фирмами. Рекомендуемая по контролю за разработкой аппаратура по своему содержанию и точности не уступает, а в ряде случаев превосходит приборы зарубежных компаний. Это, прежде всего, касается расходомеров, инерционности термометров, отсутствия в комплексе термоиндикаторов. К сожалению, технические характеристики приборов зарубежных фирм не всегда можно получить, или часто эти данные не соответствуют действительности.

Для исследования скважин в процессе их эксплуатации применяются каротажные станции ПККС 5 «САКМАР-КС», которые выпускаются с гидроприводом, обеспечивающим надежное движение лебедки при малой скорости подъема. Диапазон

скоростей движения кабеля при среднем диаметре намотки на барабан лебедки СПА составляет 80-10000м/час. Станция выпускается в двух исполнениях:

1. лебедка под кабель $d= 6,3$ мм;
2. лебедка под кабель и лебедка под скребковую проволоку $d= 1,8$ мм и $2,3$ мм и длиной 3700м.

Это позволяет на одной станции работать, как со скважинной аппаратурой, так и с автономной аппаратурой ГИС. Подъемники комплектуются аппаратурой ГИС, лубрикаторами, площадкой для работы.

7. Технологическая схема производства обязательного комплекса ГИС по контролю за разработкой

Система контроля должна включать все методы дающие максимум информации при относительно низких запросах. Комплекс геофизических методов и решаемые задачи и приведены в *приложении 10*. Периодичность замеров указана в **таблице 1**. Остальные методы описаны в предыдущих разделах. Рациональный комплекс исследований определяется задачами в каждом конкретном случае. Однако в целом в систему контроля должны включаться все пробуренные на месторождении скважины, только в этом случае возможно решение вопросов, стоящих перед контролем за разработкой.

Типовые задачи и обязательный комплекс промыслово-геофизических исследований по контролю за разработкой нефтяных месторождений применяются при исследовании обсаженных скважин эксплуатационного фонда с целью контроля за процессом разработки залежи и технического состояния скважин.

Объектами исследования являются эксплуатационные (нагнетательные, добывающие) – действующие и остановленные (КРС), контрольные, водозаборные скважины.

Комплексы исследований включают перечень промыслово-геофизических методов без указания размеров и типов используемой аппаратуры, масштабов показаний и скорости записи, которые должны выбираться в зависимости от конкретных условий в соответствии с требованиями “Технических инструкций по проведению геофизических исследований в скважинах”, методических пособий и практических руководств.

Комплексы промыслово-геофизических исследований подразделяются на основные и дополнительные. Основные комплексы применяются для одновременного решения нескольких взаимосвязанных задач контроля за разработкой нефтяных месторождений: определение характера текущего насыщения пласта, эксплуатационных характеристик пласта, выявления заколонных циркуляций и т. д.

Дополнительные комплексы применяются для решения отдельных и частных задач.

Периодичность проведения промыслово-геофизических исследований при контроле за разработкой

Категории и виды скважин	Исследование профиля притока	Определение источников и интервалов обводнения пластов, вскрытых перф.	Исследование профиля поглощения	Определение пластовой температуры	Контроль положения ВНК и оценка изменения нефтенасыщенности	Контроль положения ГНК и оценка изменения нефтегазонасыщенности	Обследование состояния обсадной колонны
1	2	3	4	5	6	7	8
1. Действующие добывающие:							
1.1. фонтанные	○	○		◐	○	○	К
1.2. газлифтные	○	○		◐	○	○	К
1.3. оборудованные ЭЦН							К
1.4. оборудованные ШГН	○	○		◐	○	○	К
2. Действующие нагнетательные			◐	◐			○
3. Пьезометрические							
4. Скважины по которым проводятся ГТМ (ремонт):							
4.1. до ГТМ	I	K		◐			I
4.2. после ГТМ	K	K		◐	H	H	I
5. Наблюдательные и опорной сети				◐	◐	◐	
6. Скважины переводящиеся из добывающих в наблюдательные:							
6.1. до перевода			I	◐			
6.2. после перевода	I	I	I	◐			
7. Скважины переводящиеся из добывающих в пьезометрические:							
7.1. до перевода	I	I					
7.2. после перевода				◐			

Условные обозначения:



исследования 1 раз в квартал

исследования 1 раз в полугодие

исследования 1 раз в год

I исследования разовые

K исследования при капитальном ремонте

H исследования при необходимости

- Примечания:
1. По вновь вводимым из бурения скважинам проводить все виды исследований, предусмотренные настоящим комплексом.
 2. Определение пластовой температуры на месторождениях, где применяются тепловые и другие методы повышения нефтеотдачи, проводить по специальной программе.
 3. Разведочные скважины, вводимые в опытную эксплуатацию, исследуются по специальному плану.
 4. Периодичность гидродинамических исследований приведена в «Регламенте гидродинамических исследований нефтедобывающих и водонагнетательных скважин на нефтяных и нефтегазовых месторождениях».

Исходя из конкретной задачи, применяются общие или детальные исследования. К общим исследованиям, выполняемым по всему стволу, предъявляются относительно пониженные требования по точности измерений, они выполняются при повышенных скоростях перемещения прибора, грубых масштабах записи и масштабах глубин (1:500, 1:1000 и т. д.) Детальные исследования проводятся в небольших интервалах ствола скважин, к ним предъявляются более высокие требования по точности измерений, они выполняются при пониженных скоростях перемещения прибора с детальным масштабом записи.

Решение задач по оценке эффективности применения различных методов повышения коэффициента нефтеотдачи (нефтеизвлечения) осуществляется по специально составленным программам исследований.

Решение поставленных задач осуществляется путем комплексной интерпретации результатов исследований всех методов с помощью современных методических и технических средств, с привлечением материалов по соседним скважинам и промысловых данных.

8. Принципы проведения системного контроля за разработкой месторождений

В рамках системного контроля решаются следующие крупные задачи:

- оценка доли объема нефтяной залежи, затронутой процессом разработки;
- определение заводненного объема залежи;
- расчет текущей или остаточной нефтенасыщенности в отдельных частях или пластах, разрабатываемого объема;
- наблюдение за изменениями термобарических характеристик залежи или месторождения и расчет гидродинамических параметров резервуара, коэффициента вытеснения;
- изучение направлений и скоростей фильтрации флюидов (нефти, воды, газа) в залежах (пластах);
- контроль за перемещением ВНК и ГНК в процессе разработки нефтяных и нефтегазовых залежей;
- оценка степени вовлечения в разработку водонефтяных и газонефтяных зон;
- оценка эффективности различных процессов воздействия на залежь в том числе и мероприятий по регулированию процесса разработки;
- оценка эффективности работ при ОПЗ и КРС;
- определение интервалов обводнения, заколонных перетоков;

- определение профилей притока и поглощения.

Исследования по контролю проводятся в скважинах независимо от их категории:

- действующие добывающие – фонтанные, газлифтные, оборудованные ЭЦН, оборудованные ШГН;
- действующие нагнетательные;
- пьезометрические;
- наблюдательные и скважины опорной сети;
- скважины, находящиеся в КРС.

В настоящее время трудно провести грань между организациями, проводящими исследования по контролю за разработкой, поскольку появление автономных приборов привело к тому, что часть ГДИ были переложены на геофизические предприятия.

Системный контроль подразумевает, что все исследования на залежи, участке залежи, блоке выполняются в достаточно компактные сроки, что позволяет надежно контролировать все основные параметры процессов эксплуатации и своевременно внести коррективы в схемы и проекты разработки и планировать мероприятия по ее регулированию.

Основным условием осуществления системного контроля является наличие согласованного плана исследований между проектирующими, добывающими и геофизическими организациями.

Этим планом предусматривается система мероприятий, содержащая четкую формулировку задач по контролю, способы их решения, периодичность исследований. Многообразие особенностей геологического строения месторождений, типов залежей, систем разработки исключает возможность единого подхода при планировании системных исследований.

Очень важным этапом планирования системного контроля является этап выбора обоснования опорных сеток скважин. Выбор скважин под исследования осуществляется с учетом особенностей распределения коллекторов и типов разрезов, расположения нагнетательных скважин, доступность скважин для исследований, так как для исследования глубинными приборами доступны в основном фонтанные и газлифтные скважины, а скважины с ЭЦН и ШГН требуют определенной корректировки в конструкции.

Исследования скважин с углами до 30° ограничены, а при наклоне ствола скважины более 30° практически исключаются. В горизонтальных скважинах современный комплекс геофизических исследований малоэффективен и требует как своей разработки, так и решения целого ряда методических вопросов в области интерпретации.

Опорная сеть скважин выбирается в зависимости от задачи, для решения которой она используется и может меняться во времени и по площади.

Периодичность исследований для каждой залежи может отличаться и устанавливается по результатам, которые были получены для сходных месторождений или имеющегося объема информации. Периодичность исследований во времени, в зависимости от сложностей геологического строения, может меняться.

Минимальная периодичность исследований по основным задачам контроля предусмотрена «Принципиальным комплексом промыслово-геофизических исследований по контролю за разработкой нефтяных месторождений» (*приложение 11*). Исследования по изучению керна, вопросам фильтрации, анализу проб нефти ведутся в основном соответствующими лабораториями НИПИ на постоянной основе.

Системный контроль за разработкой месторождений подразумевает проведение различных исследовательских операций (ГИС, ГДИ, анализ керна, нефти и т.д.), выполняемых в зависимости от решаемых задач, которые можно сгруппировать:

- задача технологического контроля (выбор оптимального режима работы скважины и технологического оборудования);
- изучение эксплуатационных характеристик (выделение работающих толщин, профилей притока (приемистости), поинтервальный расход жидкости, состав флюида, дебит, давление, температуру, коэффициента продуктивности, проницаемости и т.д.) объекта разработки;
- геолого-промысловый контроль (процессы фильтрации нефти и газа, выработка запасов, эффективность применяемых методов повышения нефтеотдачи и т.д.);
- оценка эффективности работ по интенсификации притоков нефти в скважину (химическое воздействие, термический прогрев и т.д.).

Объемы и методы геофизических исследований определяются назначением скважины, способом и режимом ее эксплуатации и решаемыми задачами. Очевидно, что эффективность каротажа продуктивности определяется многократностью проведения замеров при смене условий (режимов) в скважине. Можно выделить следующие технологические режимы в скважине и наметить исследования.

1. Скважина работает со стабильным расходом, находится в освоении, работает в режиме фонтанирования. Последовательно проводят: измерения в технологическом режиме эксплуатации; серию замеров на установившемся режиме при различных депрессиях и непосредственно после прекращения эксплуатации; регистрацию на фиксированных глубинах КВД и температуры после прекращения эксплуатации; серию замеров после пуска или изменения

дебита, запись на фиксированных глубинах во времени кривых стабилизации давления и температуры.

2. Скважина работает с нестабильным расходом или низкодебитная при освоении.

Нестационарные условия исследований: регистрация разновременных диаграмм по глубине при изменении режима работы скважины или затухании притока; изменение во времени давления и температуры; регистрация кривых изменения давления на устье и на забое; фиксация текущего положения фазовых уровней.

3. Скважина работает в нестационарном режиме с нестабильным расходом, комплекс измерений повторяют: в технологическом режиме эксплуатации и в остановленной скважине (после 5-10 часов и более) с одновременной фиксацией на устье температуры, давления, дебита газа, нефти, воды; на нескольких установившихся режимах нагнетания (отбора), отличающихся депрессиями после их стабилизации; в простаивающих скважинах; замеры после пуска или изменения дебита через: 0.5, 1, 2, 3, 5 часов и т.д.

4. В малодебитных скважинах, работающих в режиме пульсирующего потока, дополнительно проводят флуктуационные измерения.

Заключение по результатам исследований каротажом продуктивности, если оно должно дать информацию о работающих интервалах и эксплуатационные характеристики объекта разработки, должно содержать следующие данные:

- интервалы притока (по каждому флюиду);
- параметры работы фильтра;
- профили притока (приемистости);
- пластовое давление;
- величину депрессии (репрессии);
- гидро- и пьезопроводность, текущий коэффициент проницаемости, продуктивности;
- реальную неоднородность объекта разработки (скин-фактор, степень вскрытия);
- плотность флюидов в стволе скважины, и объемная доля каждого флюида по стволу скважины.

В тоже время заказчик передает всю необходимую исполнителю информацию о скважине и объекте разработки.

При оценке результативности интенсификации добычи в заключении необходимо отразить как результаты оценки эксплуатационных характеристик пласта, так эффективность мероприятий по интенсификации, насколько были увеличены реально значения скин-фактора, улучшена степень вскрытия, восстановлена проницаемость в ПЗП и т.д.

**НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ «ЮКОС»
ЗАО «ЮКОС ЭП»**

**Регламент
проведения контроля за разработкой
нефтяных и газонефтяных месторождений
геофизическими методами**

Приложения

Версия 1.0

**г. Москва
2002 г.**

Образец

А К Т

О готовности эксплуатационной скважины к проведению
геофизических исследований

Мы, нижеподписавшиеся, представители нефтедобывающего предприятия в лице геолога промысла _____ составили настоящий акт о готовности скважины № _____ куст _____ площадь _____ о проведении геофизических исследований и работ, предусмотренных наряд-заказом, в НКТ, через НКТ (нужное подчеркнуть).

Данные о скважине:

1. Скважинная жидкость: тип _____ состав _____ плотность _____ г/см³; водоотдача _____ см³/мин; вязкость _____ с; уровень жидкости в скважине _____ м; СНС (статическое напряжение сдвига) _____; уровень жидкости в скважине _____ м.
2. Наличие сероводорода в скважинной жидкости _____; Условия проведения работ – специальные (см инструкцию по технике безопасности).
3. Газовый фактор _____ Пластовое давление _____ МПа. Дебит _____ м³/сут. Обводненность (содержание воды в продукции) _____ м³/сут _____ %. Интервалы перфорации _____ Глубина забоя - естественного, искусственного (нужное подчеркнуть) на время проведения ГИС _____ м
Внутренний диаметр обсадной колонны _____ мм
Глубины перехода диаметров _____ м
Последняя колонна: глубина спуска _____ м и диаметр _____ мм
Состояние башмака и исправность последней колонны - удовлетворительное неудовлетворительное (нужное подчеркнуть).
Максимальная глубина спуска НКТ при последнем спуске _____ м
Минимальный проходной диаметр НКТ _____ мм глубины переходов _____ м
Конструкция и состояние НКТ (муфта, воронка с внутренним проходным диаметром _____ мм, «голый» конец, крестовина, наличие шпильки и др.) - удовлетворительное, неудовлетворительное, неизвестное (нужное подчеркнуть)
НКТ шаблонировалось: дата _____, чем _____, до глубины _____ м
Наличие затяжек при подъеме НКТ (да, нет) интервал затяжек _____ м
- 4.1 Наличие подъездных путей, рабочей площадки, подмостков, емкости для сбора жидкости (для фонтанных скважин)
- 4.2 Наличие выкидной линии, мерной и приемной емкости для скважинной жидкости
- 4.3 Состояние наземного оборудования (электрооборудование, устьевая обвязка, заземление, освещенность рабочей зоны трассы, движение кабеля выкидной линии и емкостей).
5. Приборы: максимальный диаметр геофизического прибора _____ мм, длина _____ м, вес _____ кг
6. Максимальная разрешенная глубина спуска прибора _____ м
7. Подготовка скважины обеспечивает беспрепятственное прохождение геофизического прибора по всей скважине в течение _____ ч, необходимых для проведения ГИС

Представители нефтегазодобывающего предприятия:

Должность _____ Ф И О _____

Акт составлен «___» _____ 200 г.

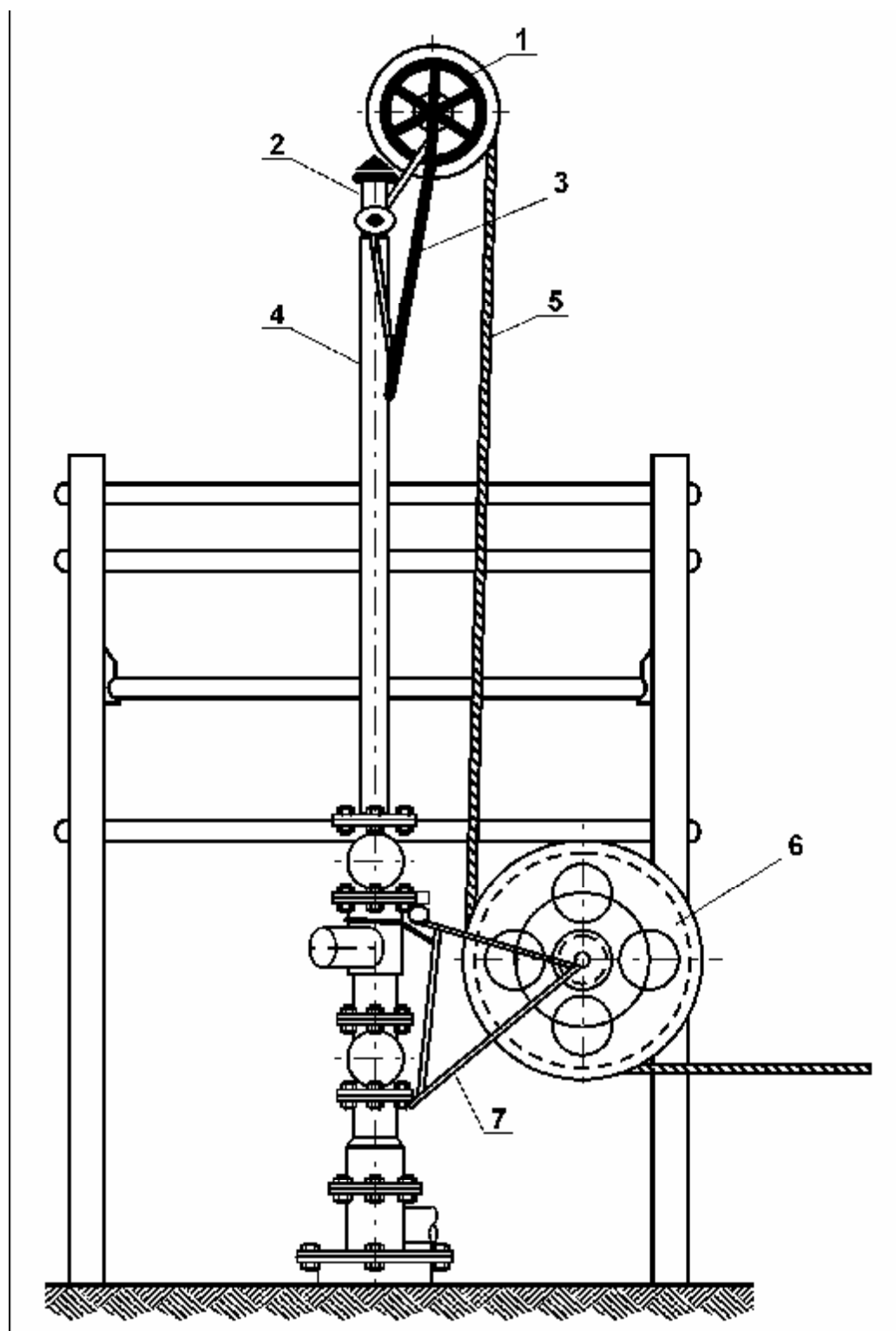
Скважину для проведения геофизических исследований принял начальник отряда № _____ Ф И О _____

Дата «___» _____ 200 г.

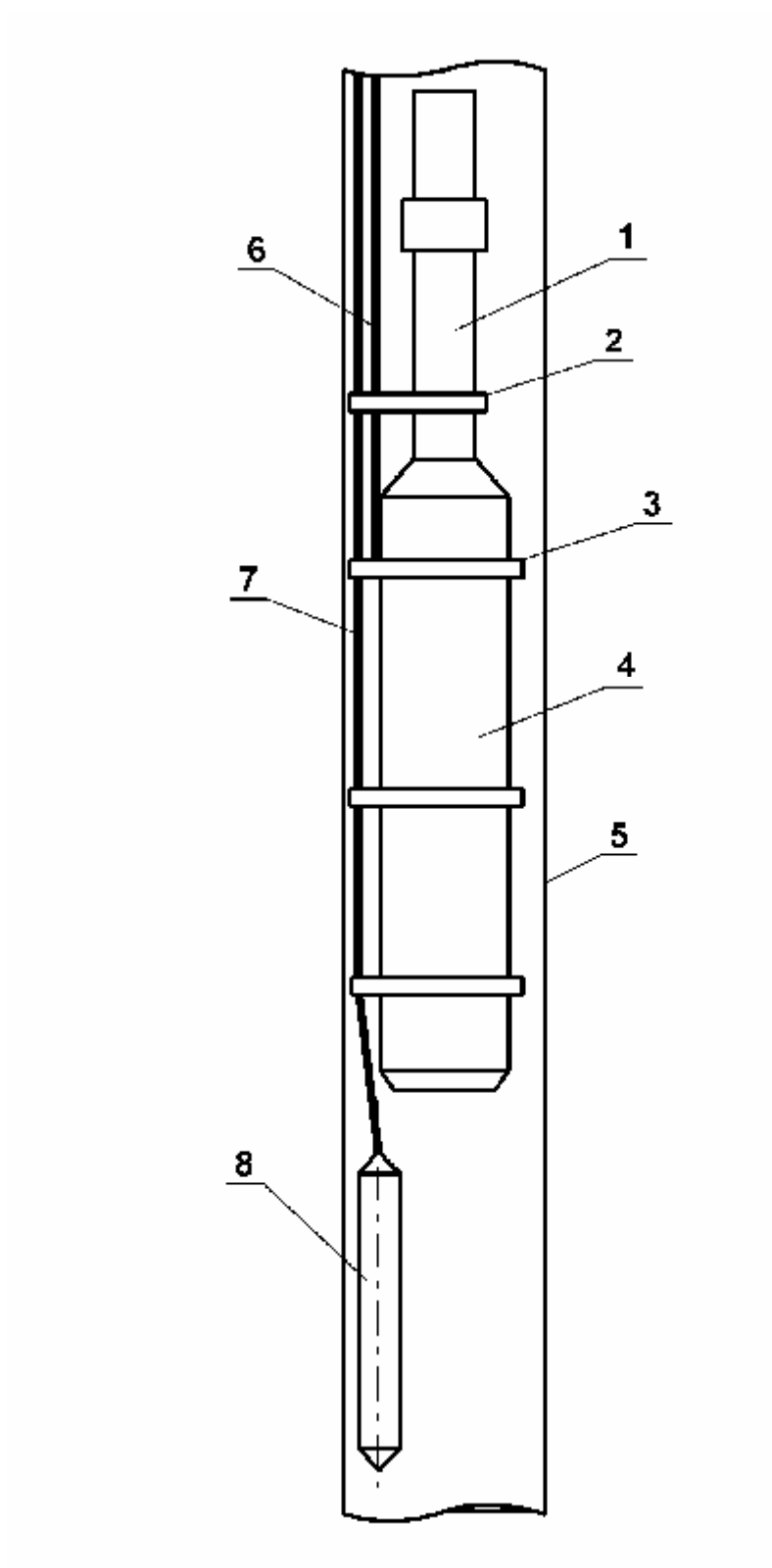
Приложение 2

Диаметр обсадной колонны, мм	Толщина стенки обсадной колонны, мм	Диаметр НКТ, (по муфте), мм	Концентричная подвеска НКТ		Эксцентричная подвеска НКТ		
			Зазор между обсадной колонной и муфтами НКТ (насосом), мм	Максимальный диаметр приборов, мм	Зазор между муфтами НКТ (насосом), мм	Рекомендуемый диаметр прибора (шаблона)*, мм	Резьба в отверстии планшайбы
168	7,8,9	73	38-40	32	77-81	42	M45*1,5
		89	30-32	25	61-65	42	M45*1,5
		107	21-23	-	43-47	36	M40*1,5
146	7,8	73	28-29	22	57-59	42	M45*1,5
		89	20-21	-	41-43	32	M36*1,5
140	7,8	73	25-26	-	51-53	36	M40*1,5
		89	17-18	-	35-37	25	M30*1,5
127	7,8	73	19-20	-	38-40	28	M32*1,5

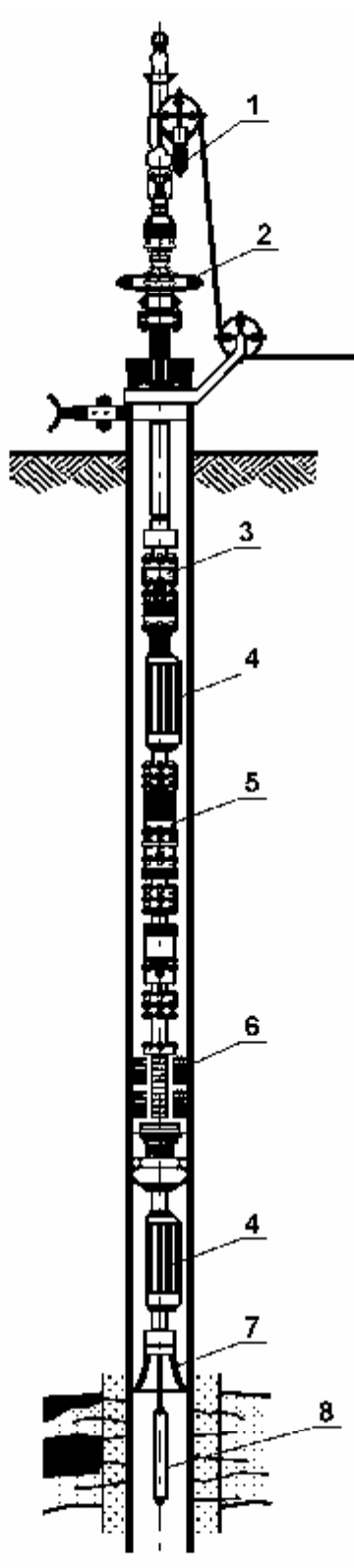
* - диаметр прибора принимался при условии обеспечения зазора между приборами и стенками серповидного пространства не менее 6мм.



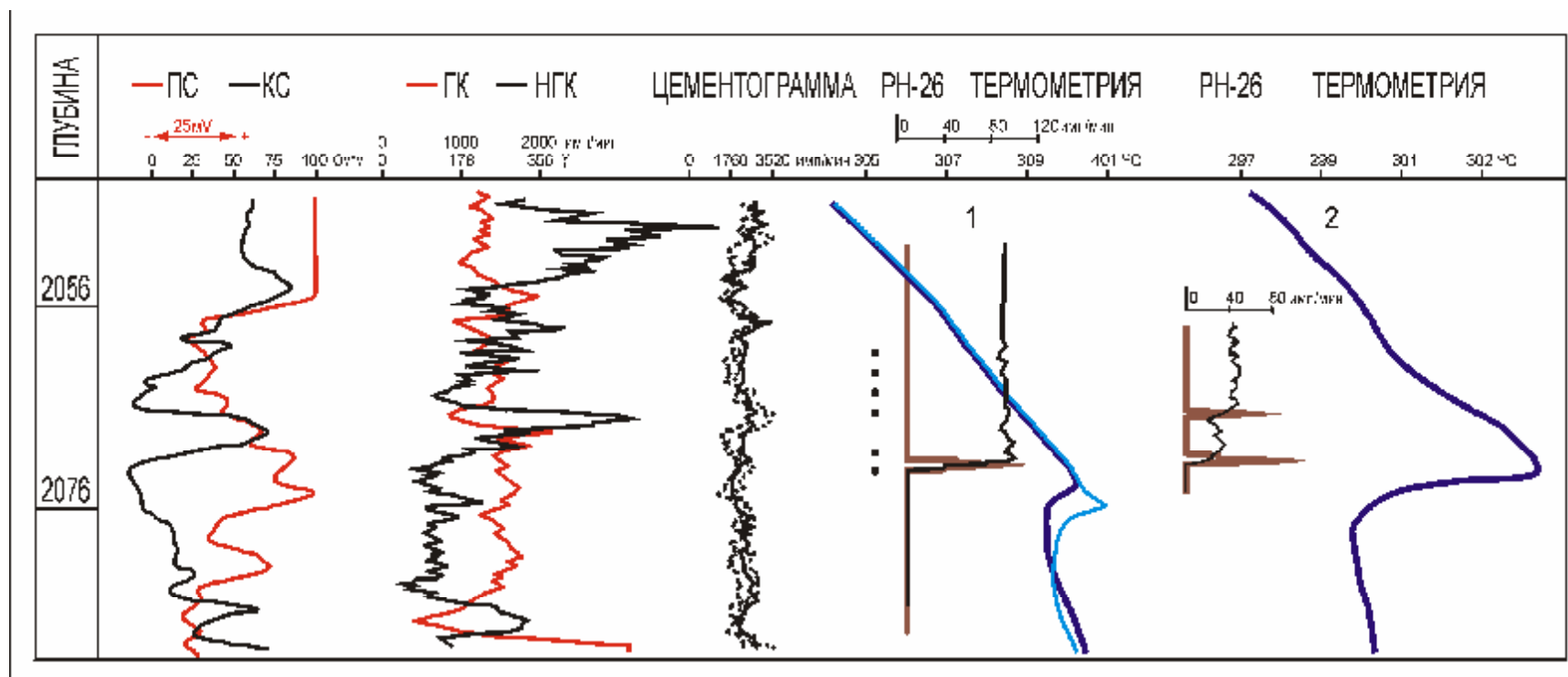
1, 6 - верхний и нижний ролики; 2 - уплотнительное устройство;
3, 7 - верхний и нижний кронштейны; 4 - труба лубрикатора;
5 - каротажный кабель.



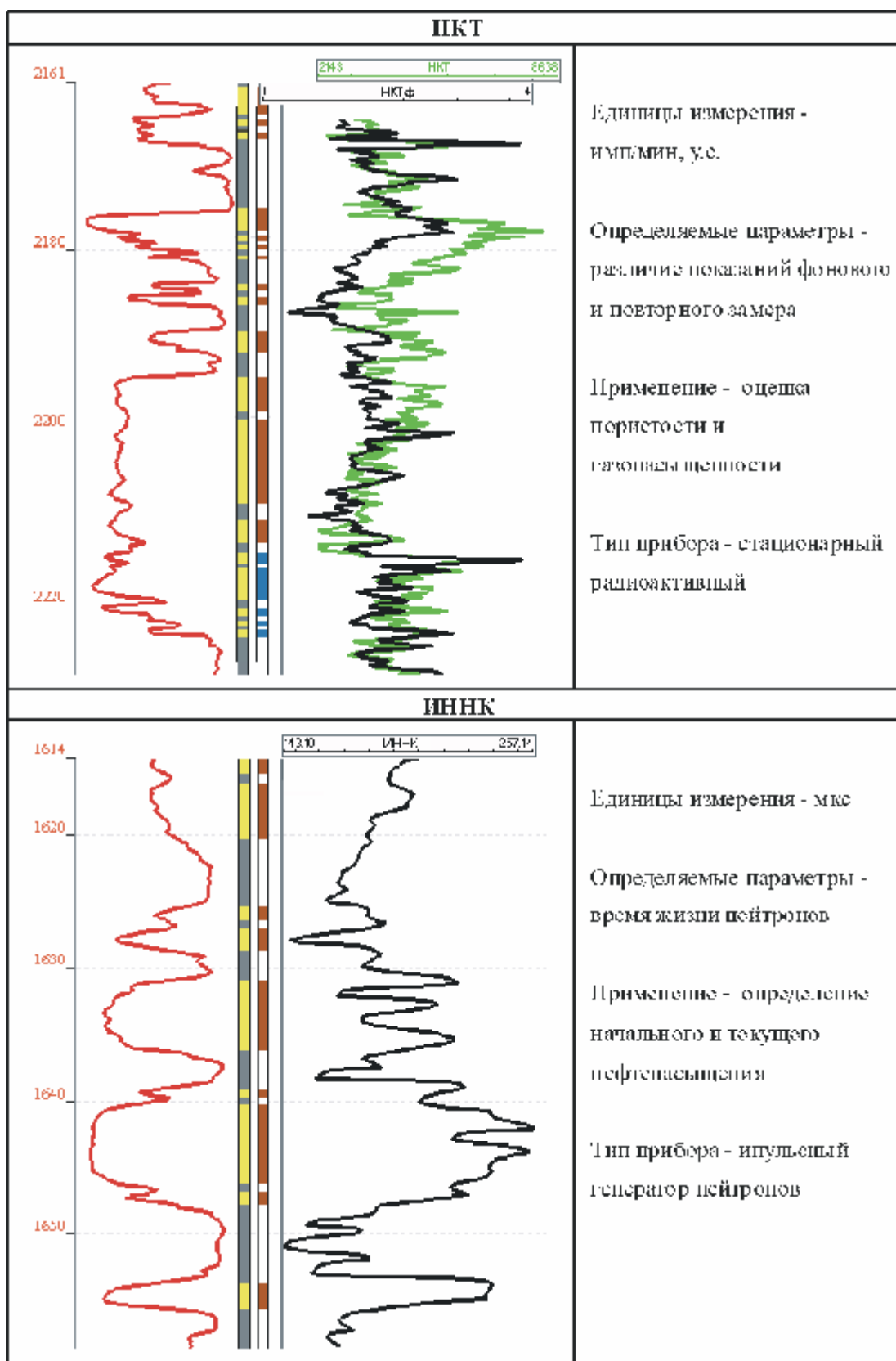
1 - ПКГ, 2, 3 - децентратор на ПКГ и на насосе; 4 - насос, 5- обсадная колонна;
6 - силовой кабель, 7- геофизический кабель; 8 - геофизический прибор

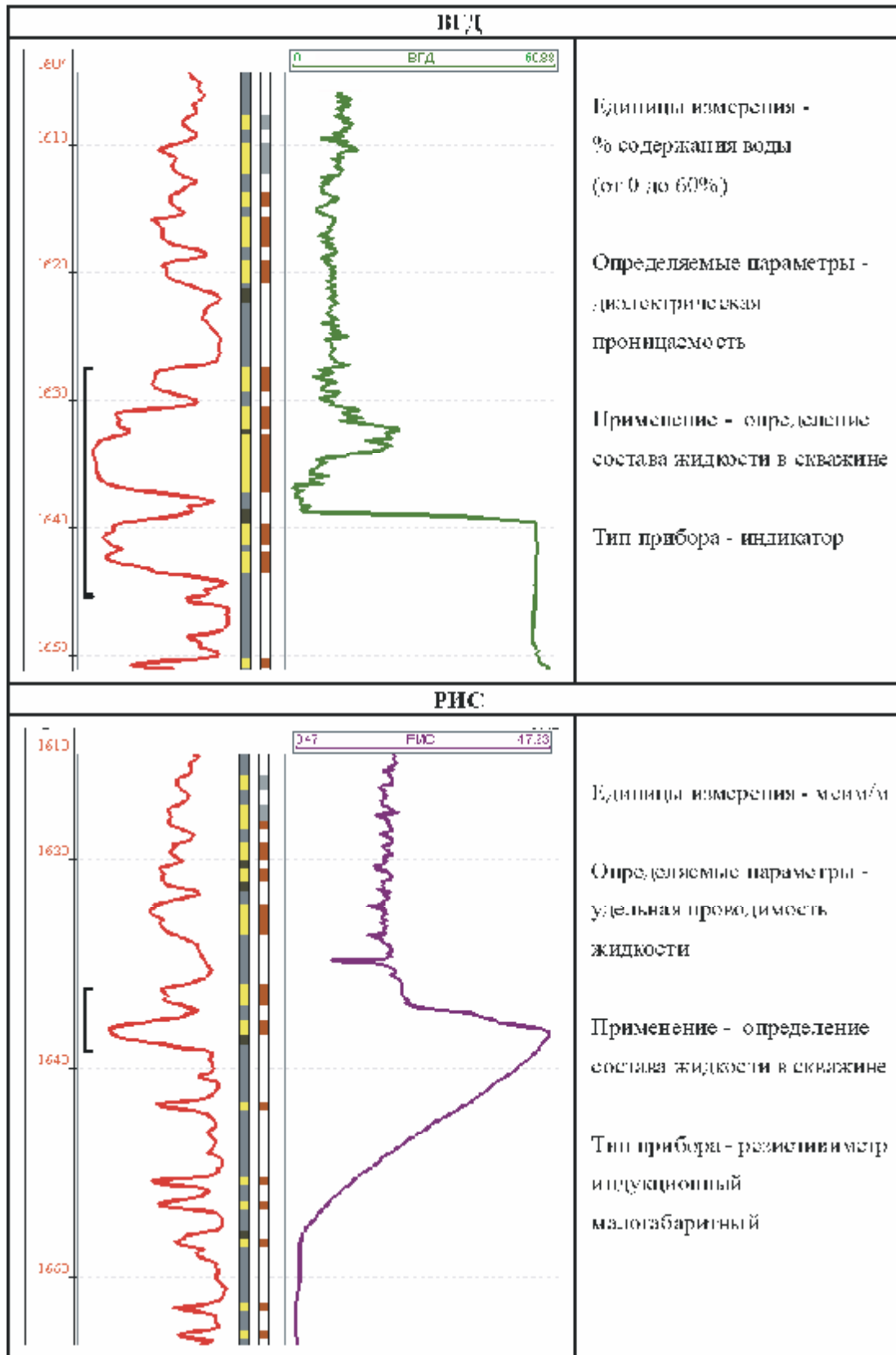


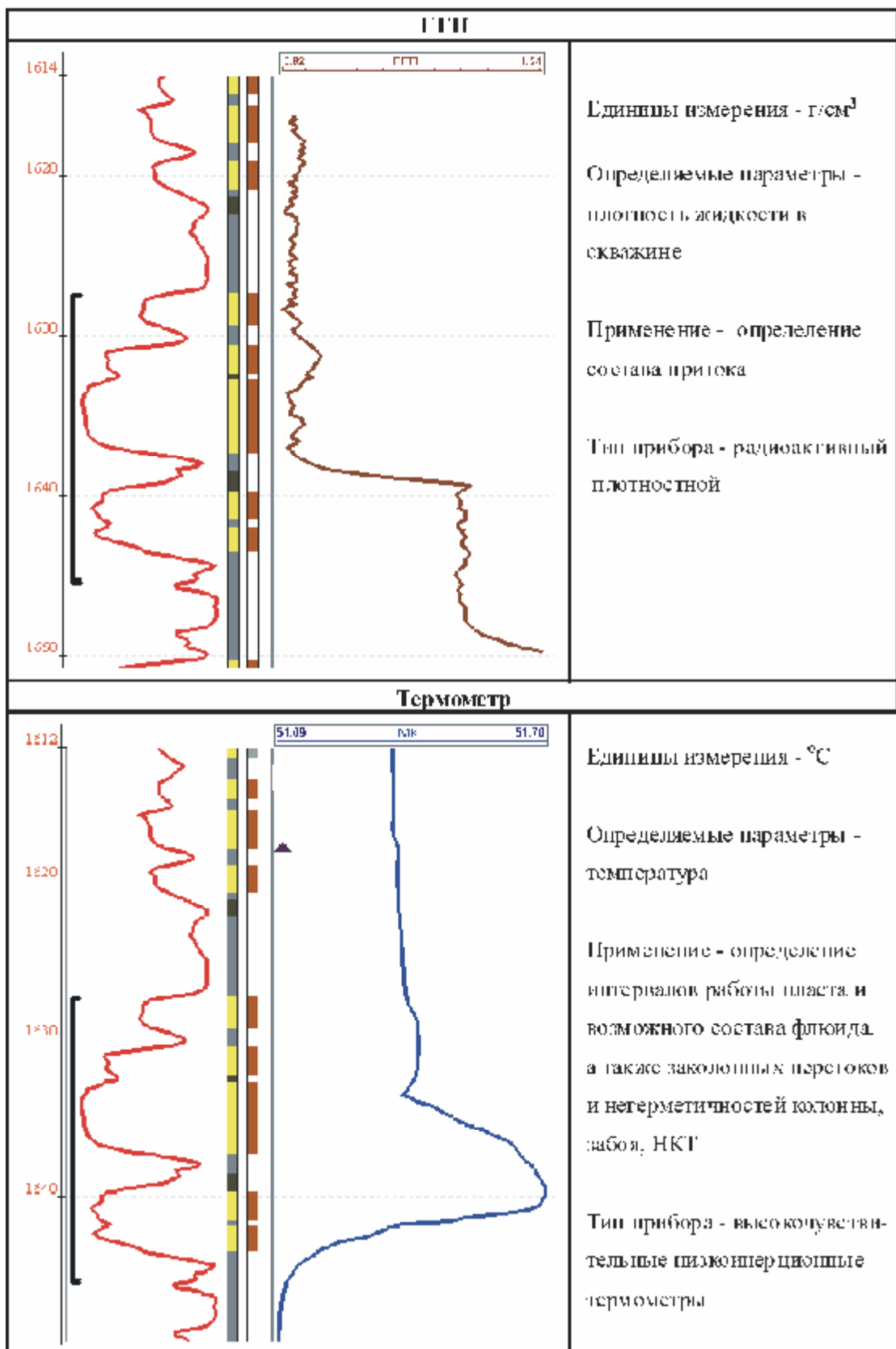
1 - дубликатор; 2 - головка устьева; 3 - клапан циркуляционный КЦ-110; 4 - приборный патрубок ИИ-110; 5 - испытатель пластов ИИ-110-30-С-1; 6 - пакер ПВ-М; 7 - воронка; 8 - прибор (ИГН-36, "НАПОР", СТА-28 и другие)



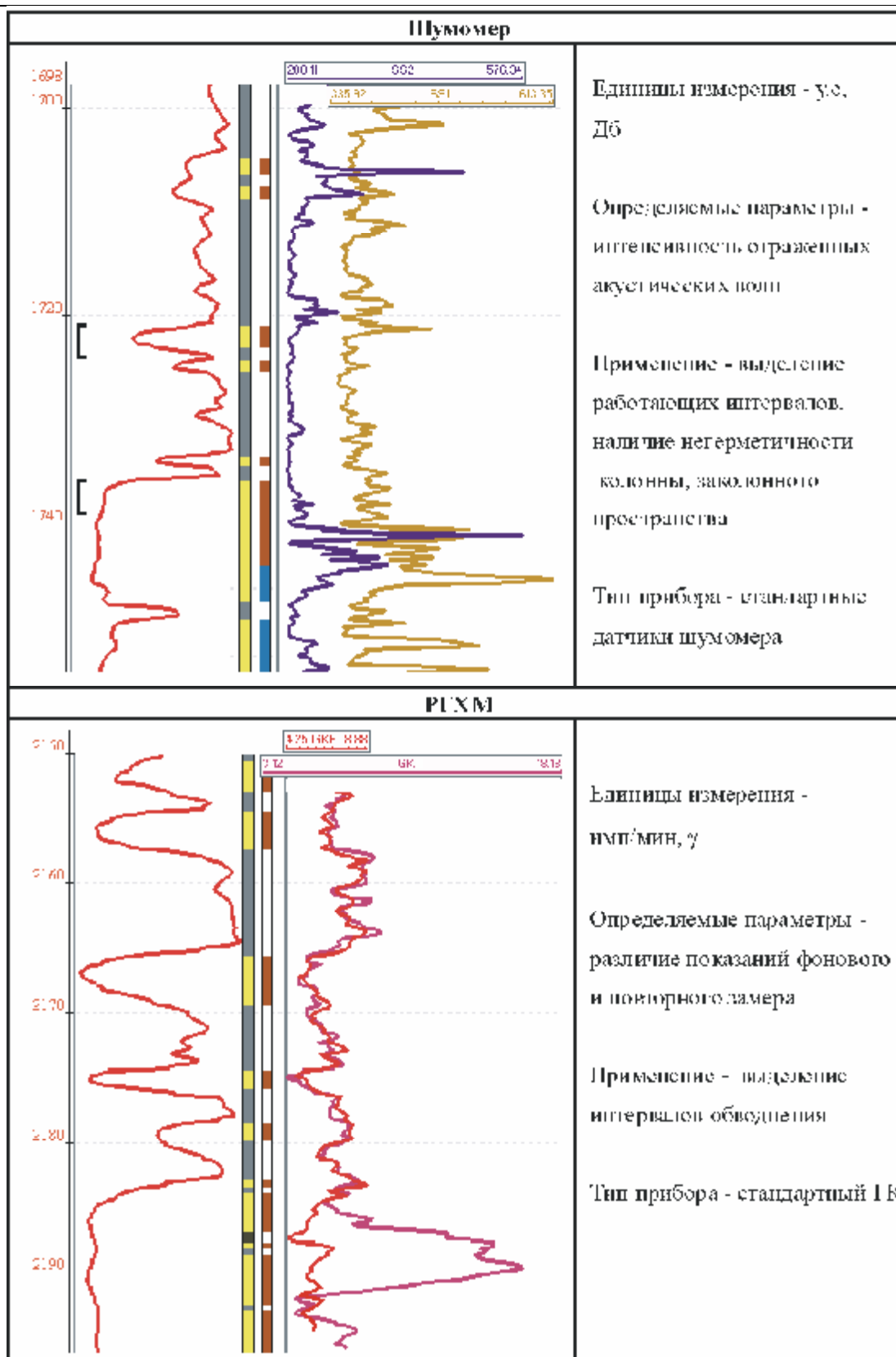
Исследования: 1 - через межтрубное пространство; 2 - через ИГТ



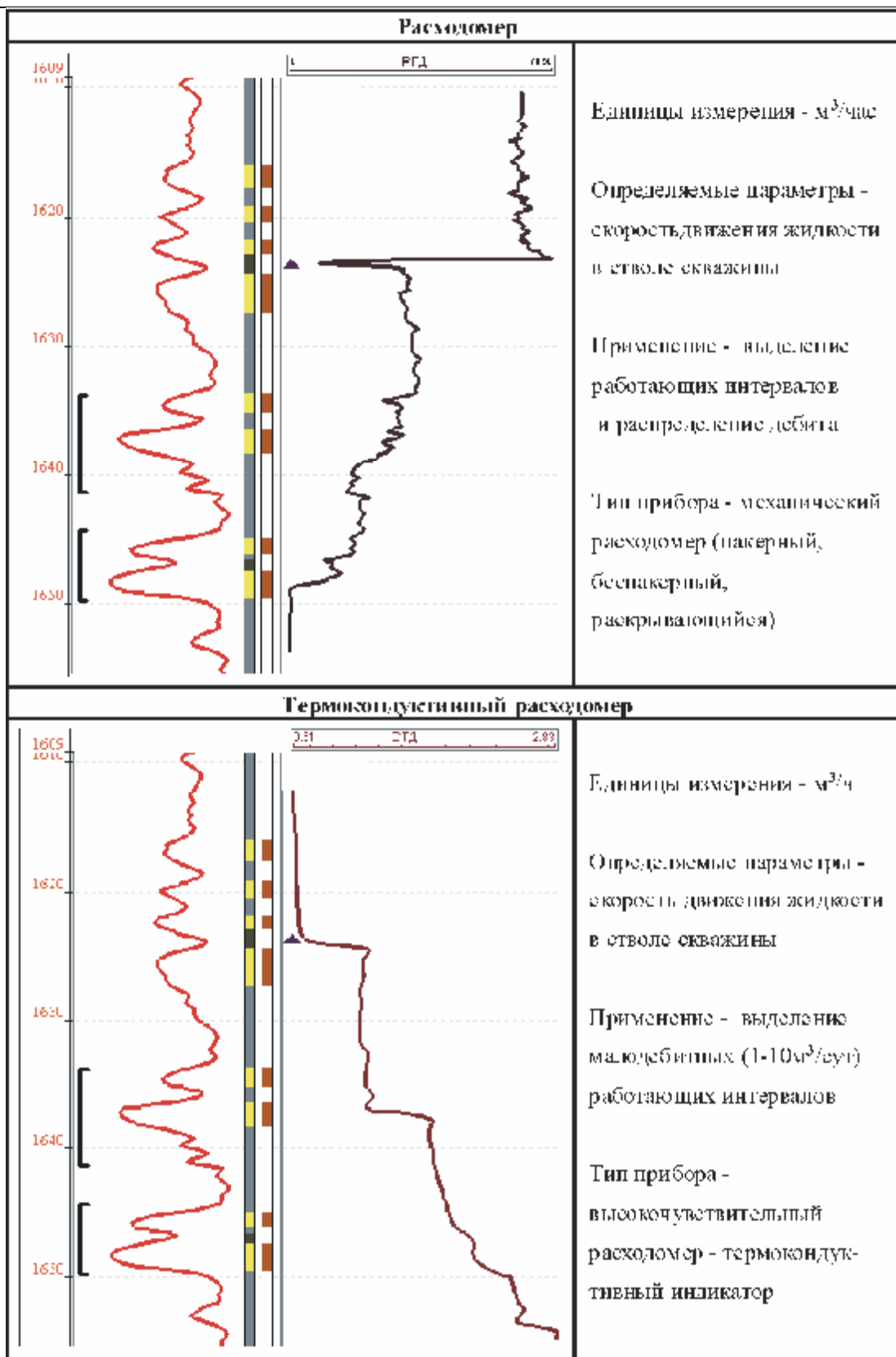




Продолжение приложения 7



Окончание приложения 7



Техническая характеристика аппаратуры для исследования действующих скважин, выпускаемой ведущими геофизическими фирмами России (по ВНИИГИС)

Показатели, единицы измерения	ОАО "Геотрон"		ОАО НПФ "Геофизика"		Сибирская корпорация "Тюменьнефтегео- физика", Киевское ОКБ ПГ	ОАО "ВНИИГИС"	НИИД 50	НПЦ "Тверьгеофизика" НПФ "Нефтесервис"	ОАО "Татнефтегео-физика"
	Аппаратурный комплекс		Аппаратурный комплекс						
	КСА-Т7-120/40 "КАТЕК" 1996	АМК1-Геотрон 2000	АГАТ-КСА-36 2000	АГАТ-К486 2000					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Назначение	Контроль технического состояния скважин	Контроль за разработкой нефтяных и газовых месторождений	Гидродинамические исследования скважин	Гидродинамические исследования скважин	Исследование и контроль обсаженных скважин	Контроль за разработкой нефтяных и газовых месторождений	Контроль за разработкой нефтяных и газовых месторождений	Контроль за разработкой нефтяных и газовых месторождений	Контроль за разработкой нефтяных и газовых месторождений
Измеряемые параметры	Температура, давление, негерметичность ЭК, приток нефти и газа, локация муфт, интервал перфорации, гамма-излучение, состав жидкости (7 параметров)	1. 7 модулей: температура, давление, плотность, удельная электрическая проводимость, расход, влажность, гамма-каротаж. 2. Комплексные модули СМО и СМП; 2 расходомерных модуля СМП и СМП-1; модуль нейтронный СМН, модуль плотномер СМОЛ , технологический модуль СМТ	10 параметров: базовый модуль температуры, давления, термоиндикатора потока, расходомера, локатора муфт, модуль гамма-каротажа, модуль расходомера, модуль высокочувствительного расходомера, модуль влагомера, модуль резистивиметра	10 параметров: базовый модуль: датчик давления, температуры, влажности, термоиндикатора потока, термоакустический датчик, локатор муфт, модуль гамма-каротажа, модуль расходомера, модуль индукционного резистивиметра, модуль высокочувствительного расходомера	Модули: температура, давление, гамма-каротаж, уровень акустических шумов, расходомер, влажность, резистивиметрия, локатор муфт, механический расходомер	Модули: температура, давление, влажность, приток, влажность, индукционный резистивиметр, гамма-каротаж, локатор муфт, расходо-метрия; Базовый модуль: (БМ) ТЛС+ГК; Модуль 1М: Т+ТП+ИВ+Б+ЛОТ; Модуль 2М: РРП	Температура, давление, влажность, гамма-каротаж, локация муфт и зон перфорации, удельная электрическая проводимость, термокондуктивный дебитомер, расходомер	Модульная аппаратура: модуль "Терма" (термометр, манометр, локатор муфт), модуль "Приток" (термоанемометр, индукционный резистивиметр, шумомер), модуль "Влага" (влагомер), модуль "Гамма", модуль "Поток" (расходомер)	Модульная аппаратура: модуль расходомера, влагомера, шумомера, резистивиметра
Передача информации	Цифровая	Цифровая Pentium "Гектор"	Цифровая	Цифровая	Цифровая	Цифровая Notebook	Цифровая "Гектор" "Кедр"	Цифровая Notebook	Цифровая "Гектор"
Диапазон измерения: температуры, °С давления, МПа Мощность экспозиции дозы гамма-излучения, А/кг Расход, м ³ /ч Влагосодержание, % Термоиндикация притока, м ³ /ч ГК, МкР/ч Гидроакустический датчик, Гц, кГц	5-120 (±1) 0-40 (4%) 10*10 ¹⁴ -360*10 ¹⁴ (±54*10 ¹⁴) 2-100 0-60 (±3.6) нет данных нет данных нет данных	нет данных нет данных нет данных нет данных нет данных нет данных нет данных	5-120 (±1) 0-60 (0.5%) нет данных 2-100 (5%) 0.2-60 (5%) 0.1-10 нет данных нет данных	5-120 (±1) 0-60 (0.5%) нет данных 2-100 (5%) 0.2-60 (5%) 1-10 нет данных нет данных	120 60 нет данных нет данных нет данных нет данных нет данных	120 (±1) 60 (3-600)*10 ¹⁴ 0.083-2.18 0-60 0.08-20.83 0.5-85 нет данных	10-125 (5%) 60 (0.08) нет данных 0.8-100 (2.5%) 0-80 (4%) 0.05-10 (5%) 1-50 (5%) нет данных	120-150 (5%) 60-80 (0.5%) нет данных 10-200 0-60 нет данных нет данных нет данных	5-120 (±1) 0.1-40 (±1) 5-300*10 ³ 4-60 (5%) 0-100 0.1-10 нет данных нет данных
Габариты прибора, мм: диаметр длина Масса, кг	36 2300 10	нет данных 885,1240,1785, 1450,3070 нет данных	36 3400,1500 15	36 3900 нет данных	39 3500 30	42 1000,1200,1500 нет данных	36 нет данных нет данных	36 570,700,370,430 нет данных	нет данных 2000,400,500 нет данных

Характеристика аппаратуры каротажа продуктивности, выпускаемой основными зарубежными фирмами (по ВНИИГИС)

Наименование показателей, единиц измерения	Фирма Schlumberger (США) Прибор PLT 1997	Фирма Schlumberger (США) Прибор CPLT 1997	Фирма Schlumberger (США) Прибор PS PLATFORM 2000	Фирма Sondex (Великобритания) Цифровой прибор 2001	Фирма Geoservices (Франция) Комплексный прибор 1997	Фирма Halliburton Прибор эксплуатационного каротажа 1997
1	2	3	4	5	6	7
Назначение	Контроль за разработкой нефтяных, газовых и нагнетательных скважин	Контроль за разработкой нефтяных, газовых и нагнетательных скважин	Контроль за разработкой нефтяных, газовых и нагнетательных скважин	Исследования эксплуатационных скважин	Исследования действующих скважин	Исследования действующих скважин
Измеряемые параметры	Температура, давление, каверномер, шумомер, локатор муфт, гамма-каротаж, радиоактивный индикатор изотопов и др.	Температура, давление, плотность, отклонение прибора, натяжение кабеля, расходомер, каверномер, локатор муфт, гамма-каротаж, влагомер и др.	Прибор FGIT: расходомер, каверномер, объемное содержание воды и углеводородов. Основной измерительный прибор: гамма-каротаж, локатор муфт, температура, давление, кислородно-углеродный каротаж, оценка качества цементирования, плотность	Температура, давление, плотность, влагомер, расходомер, резистивиметр, каверномер, профиломер, гамма-каротаж, центраторы, видеокамера, система отображения целостности труб	Температура, давление, плотность, шумомер, локатор муфт, процентное содержание воды, расходомер, каверномер и др.	Телеметрический блок, температура, давление, локатор муфт, плотность, расходомер, каверномер, содержание газа, гамма-каротаж
Передача информации.	Цифровая	Цифровая	Цифровая	Цифровая	Цифровая	Цифровая
Диапазон измерения: температуры, °С давления, МПа	176 137.8	176 137.8	176 137.8	176 137.8	150 (200) 105	191 нет данных
Габариты прибора, мм: диаметр длина Масса, кг	43 нет данных нет данных	43 нет данных нет данных	43 1600; 5000 нет данных	35; 43 1360 11.5	43 1800 15	26; 37.6 нет данных нет данных

Рекомендуемый комплекс промыслово-геофизических исследований по контролю за разработкой нефтяных месторождений

Условия измерения и решаемые задачи	Категории скважин							Примечания
	добывающие, нефтяные, действующие	добывающие, действующие	остановленные, пласт перфорирован	наблюдательные и опорной сети	обсаженные стеклопласт. хвостовиками, с открытым забоем	нагнетательные	все категории	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1. Количественное распределение добычи нефти по пластам и определение интервала притока	РТ ВТ ЛМ (ГК)* (ИТП) (ГПП)	РТ ВТ НКТ-50 (ГК)* (ИТП) (ГПП)						(ГК)*- дополнительные методы 1 - при обводнении до 60% 2 - при обводнении более 60% 3 - при дебитах менее 100м3/сут в 5" и менее 150м3/сут в 6" колоннах применять датчики расхода и состава с пакером. 4 - при закачке двух растворов разной минерализации. 5 - при замере через НКТ. 6 - при замере через межтрубное пространство.
2. Определение источника обводнения в интервале объекта разработки (минерализация воды менее 100г/л)	РТ ВТ ВЛ ¹ или ИР ² ЛМ (ГК) (ИТП) (ГПП) ³	РТ ВТ ВЛ ¹ или ИР ² НКТ-50 (ГК) (ИТП) (ГПП) ³						
3. Определение заводненной мощности пласта (минерализация воды менее 50г/л)				ВТ (ИНМ)				
4. Определение остаточной нефтенасыщенности:								
4.1. минерализация воды любая			ИНМ ⁴					

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4.2. минерализация воды менее 100г/л;					ИК ДК ИНГК ⁴ (ВТ) (ГК) (КВ) (БК)			
5. Контроль положения ВНК и оценка изменения нефтенасыщенности				ИНМ (ВТ)	" --			
6. Контроль положения ГНК и оценка изменения газонасыщенности				НКТ-50				
7. Определение пластовой температуры				ВТ ГК				
8. Распределение закачиваемой воды по пластам						РТ ГК ЛМ (ВТ)		
9. Контроль технического состояния скважин:								
9.1. определение интервалов негерметичности обсадных колонн, НКТ						РТ ВТ ЛМ (САТ)	(КВ) (Ш) (ИТП) (НГК)	

1	2	3	4	5	6	7	8	9
9.2. определение заколонной циркуляции							РТ ВТ (ГК) (СО) (РИЗ) (ИНМ) (НГК)	
9.3. распределение и состояние цементного камня за колонной							АКЦ ГГК (ВТ)	
10. Контроль за работой технологического оборудования:								
10.1. определение уровня жидкости в межтрубном пространстве							ГГМ ⁵ (НГК) ГГП ⁶	
10.2. определение глубины установки оборудования							ГГМ (НГМ)	
10.3. определение подвески НКТ, положения забоя							ЛМ	
11. Определение пластового, забойного давления (статического, динамического уровня).							МН (ГГМ) (ГГП)	
12. Определение коэффициента продуктивности, приемистости.							МН РТ (ГГП)	
13. Расчет параметров продуктивных пластов: пьезопроводность, подвижность, проницаемость, гидропроводность и т.д.								ГДИ (индикаторные кривые, КВД, гидропрослушивание)

1	2	3	4	5	6	7	8	9
14. Изучение полей фильтрации, направления фильтрации, скорость движения жидкости, направление фильтрации в пластовых залежах, охват пластов, заводнением, работающих толщин, заколонных перетоков, обводнения								Индикаторные методы: радиоактивных изотопов, меченной жидкости, радона, радикальных трассеров и т.д.
15. Определение ФЕС, коэффициента вытеснения нефти								Лабораторные методы контроля, НК, АК, ИНГ
Примечания:	<p>1. Методы исследований, применение которых необходимо для решения конкретных задач, подразделяются на основные и дополнительные. Эффективность и целесообразность применения дополнительных методов для каждого района должны быть установлены путём проведения специальных опытно-методических работ. Комплексы методов могут уточняться в зависимости от конкретных геолого-технических условий, наличия аппаратуры и особенностей разработки отдельных нефтяных месторождений, а также поставленных задач по взаимно согласованному плану между геофизической и промыслово-геологической службами.</p> <p>2. При необходимости решения нескольких задач в одной скважине перечень необходимых геофизических исследований представляет собой комбинацию из комплексов, применение которых рекомендуется для решения каждой из поставленных задач.</p> <p>3. Промыслово-геофизические исследования в скважинах проводятся согласно заявке заказчика. Порядок приема и выполнения заявок должен соответствовать "Основным условиям производства промыслово-геофизических и прострелочно-взрывных работ в нефтяных скважинах".</p> <p>4. За подготовку скважины и достоверность указанных в заявке сведений о техническом состоянии скважины, дебите жидкости, обводненности продукции отвечает заказчик.</p>							