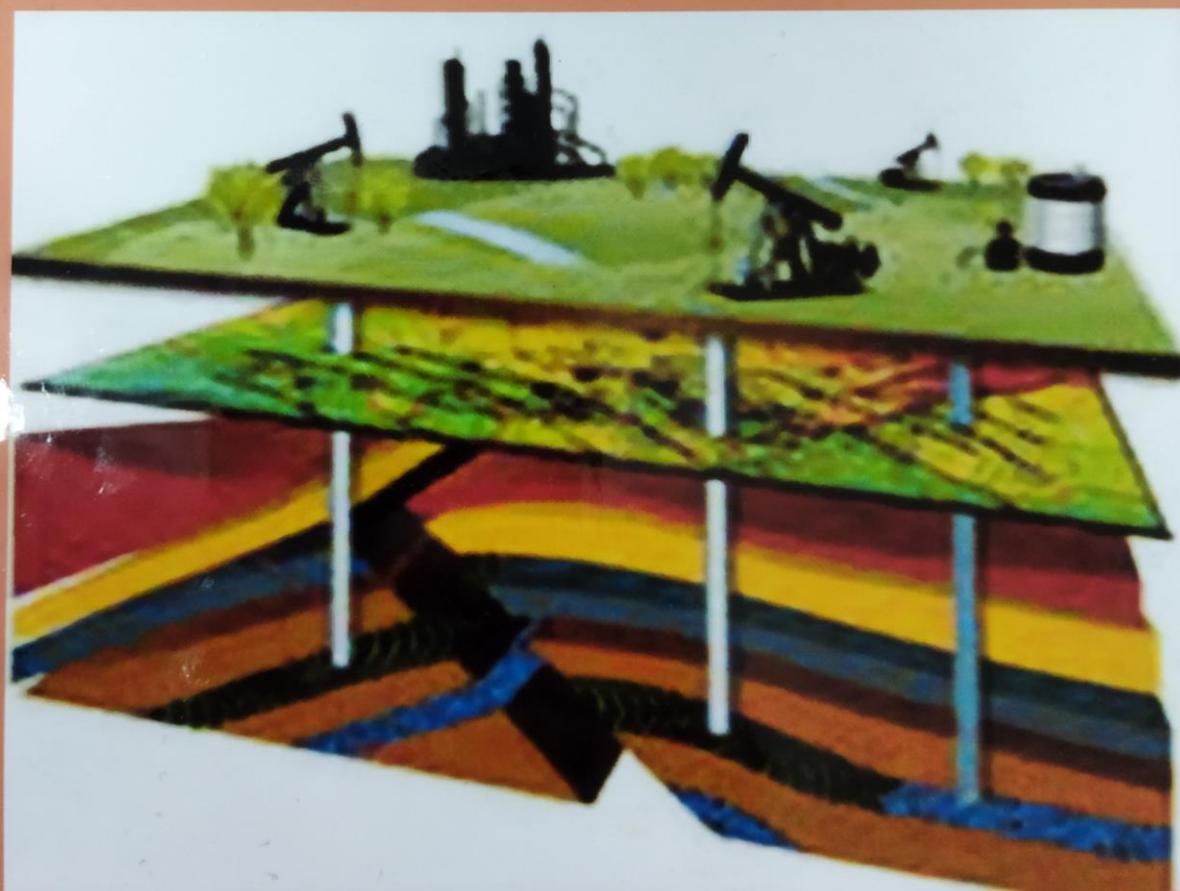


**Б.А.АБДУРАХМАНОВ
Б.И.АЛЛАЯРОВ**

**ГЕОФИЗИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ
ЗА РАЗРАБОТКОЙ НЕФТЯНЫХ И
ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**



**МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО
И СРЕДНЕГО СПЕЦИАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН**

**ТАШКЕНТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМЕНИ ИСЛАМА КАРИМОВА**

Б.А.АБДУРАХМАНОВ, Б.И.АЛЛАЯРОВ

**ГЕОФИЗИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ
ЗА РАЗРАБОТКОЙ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

УЧЕБНИК

*Одобрено в виде учебника Министерством высшего и среднего специального
образования Республики Узбекистан*

**Ташкент
“Университет”
2022**

УДК: 550.8(07)

553.982.2(07)

ББК: 26.2я7

33.361я7

A 14

Абдурахманов Б.А., Алляров Б.И. Геофизический контроль за разработкой нефтяных и газовых месторождений. Учебник.–Т: “Университет”, 2022. 204 стр.

В учебнике изложены сведения о методах геофизического контроля, рассмотрены задачи, решаемые с помощью современных геофизических систем разработки месторождений. Приведены основные сведения о моделировании процесса разработки нефтяных и газовых месторождений. Учебник предназначено для студентов направления 5311900 – “Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений”, обучающихся для получения степени бакалавров, а также подготовки дипломированных специалистов по разработке месторождений углеводородов.

Рецензенты:

Закиров Р.Т. – заведующий кафедры “Геология и геофизика нефтегазовых месторождений” ТГТУ, к.г.-м.н., доцент

Хайитов Н.Ш. – заместитель директора ГУ “Институт геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений”, к.г.-м.н.

ISBN: 978-9943-8046-4-7

© Издательство “Университет”, Ташкент, 2022г.

ВВЕДЕНИЕ.

Данное учебник посвящено методам контроля за разработкой нефтяных и газовых месторождений - теоретическим основам сложнейших технологи-ческих процессов выработки запасов нефти и газа.

Подробно рассмотрены вопросы моделирования разработки нефтяных и газовых месторождений, построения постоянно действующих геолого-технологических моделей. Изучены проблемы построения цифровых геологических и фильтрационных (гидродинамических) моделей залежей месторождений.

В учебнике, с учётом полученных знаний, понятий по подсчету запасов нефти и газа и определения коэффициента нефтеотдачи пластов, приведены основные принципы проектирования разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений, выбора эксплуатационных объектов, объединение нескольких продуктивных пластов в один эксплуатационный объект.

Рассмотрены методы воздействия на прискважинную зону продуктивных пластов (ПЗП) и залежи для повышения продуктивности и компоненто-отдачи нефтегазовых пластов. Освещены вопросы фазовых состояний и превращений углеводородных систем в залежах различных типов. Приведены технологии по подготовке нефти и газа на нефтяных и газовых промыслах к последующей транспортировке скважинной продукции.

Детально приведён материал по контролю над разработкой месторождений – методы ГИС и ГДИС, комплексные методы, технологии, инструмен-тальное обеспечение и др.

1. ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ КОНТРОЛЯ ЗА РАЗРАБОТКОЙ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

1.1. Цель и область применения

Цель геофизического контроля – получение информации о состоянии продуктивных пластов и изменениях, происходящих в них в процессе вытеснения из них углеводородов, для выбора научно обоснованной системы разработки залежей, оптимального регулирования темпа отбора флюидов, обеспечивающего максимальное извлечение нефти и газа из земных недр.

Сегодня, когда реальная ситуация в отрасли такова, что объемы бурения падают, значимость геофизического контроля за разработкой месторождений для снижения темпов добычи и ее последующей стабилизации существенно возрастает. Бурный рост потребления нефти, отсутствие естественного воспроизводства и ограниченность запасов ее на Земле вынуждают предпринимать энергичные усилия к более полному извлечению нефти из недр.

В связи с этим очень важной в области разработки нефтяных месторождений является проблема повышения нефтеотдачи и оценки эффективности методов повышения нефтеотдачи пластов. Определение параметров выработки нефтяных пластов позволяет решить эти задачи. Данное учебное пособие состоит из двух разделов. В первом разделе описаны методы контроля за разработкой нефтяных месторождений, кратко рассмотрены их физические основы и аппаратура. Во втором разделе изложены задачи, решаемые данными геофизическими методами. В третьем и четвертом разделах приведены современные комплексные измерительные системы и автоматизированные системы обработки и интерпретации данных ГИС-контроля.

1.2. 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.

1.3. 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 флюидальных 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 нефте-промысловой 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.

1.4. 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 нефтеводогазо-насыщенности по данным промыслово-геофизических исследований, анализа отоб-ранного 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.

1.5. 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.

1.6. 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.

1.7. 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.

2. УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИ КОНТРОЛЕ ЗА РАЗРАБОТКОЙ

К методам оценки «приток-состава» («потокотметрия») относятся методы промыслово-геофизических исследований, предназначенные для определения сугубо эксплуатационных параметров работающих пластов и скважины в целом (расходометрия (РМ), термометрия (ТМ), барометрия (БМ), методы оценки состава в стволе: влагометрия (ВЛ), плотно-стеметрия (ПЛ), резистивиметрия, а также нейтронный активационный каротаж по кислороду (КНАМ) - при определении интенсивности и направления перетока (движения) воды.

2.1. Дебитометрия и расходометрия

Объемы жидкости или газа, циркулирующие в стволе скважины, фиксируются глубинными расходомерами и дебитомерами.

Расходомерами измеряют расходы воды, нагнетаемой в скважину, **дебитомерами** - притоки нефти, газа и их смеси с водой.

Дебитомеры и расходомеры делятся на **механические** и **термокондуктивные**, по способу регистрации - **автономные** (регистрация сигналов осуществляется внутри прибора) и **дистанционные** (сигналы для регистрации передаются по линии связи на поверхность), по условиям измерений - на **пакерные** и **беспакерные**.

2.1.1. Механические дебитомеры (расходомеры)

В механических дистанционных дебитомерах и расходомерах обычно используются преобразователи скорости потока жидкости. Чувствительным элементом служит турбинка вращающаяся набегающим потоком того или иного флюида (рис. 2.1). Скорость вращения турбинки преобразуется в электрические сигналы с помощью магнитного прерывателя тока. На роторе турбинки укреплен кольцевой магнит, взаимодействующий с магнитной стрелкой. Вторая колеблется вокруг оси. Один оборот кольцевого магнита вызывает одно полное колебание стрелки между упором и

неподвижным контактом, в результате чего замыкается и размыкается токовая цепь. Для увеличения времени, в течение которого электрическая цепь замкнута, служит дополнительный магнит. При замыкании цепи в линию связи поступает электрический импульс тока. Скорость вращения турбинки пропорциональна величине измеряемого дебита жидкости или газа. Следовательно, чем выше дебит, тем больше импульсов в единицу времени поступит в измерительный канал. Контактный магнитный прерыватель тока обеспечивает стабильную работу прибора при скорости вращения турбинки до 3000 об/мин. Частота импульсов, поступающих по линии связи на поверхность, преобразуется блоком частотомера в пропорциональную ей величину напряжения, которая фиксируется регистрирующим прибором.

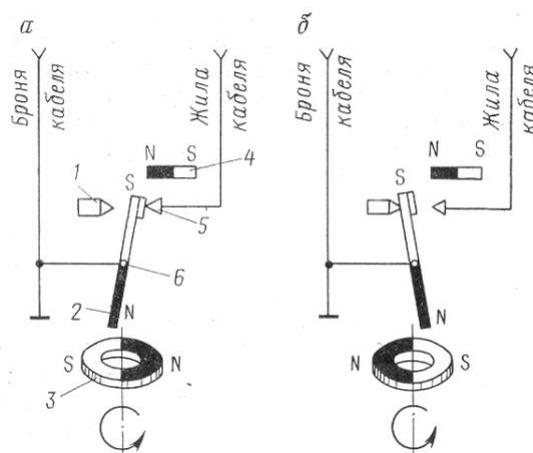
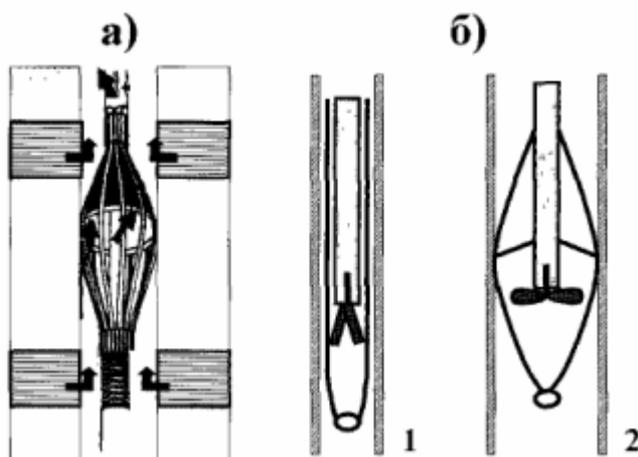


Рис. 2.1. Схема магнитного прерывателя тока механического глубинного расходомера при замкнутой (а) и разомкнутой (б) цепях

Пакер (рис. 2.2, а) служит для перекрытия сечения скважины и для направления потока жидкости через измерительную камеру, в которую помещена турбинка. При использовании пакера невозможен непрерывный режим записи. Регистрацию данных производят либо в непрерывном («на протяжке»), либо в поточечном (замеры «по точкам») режимах.

Для увеличения чувствительности расходомера в последнее время широко применяются модули с раскрывающимися вертушками (рис. 2.2, б), Методика проведения исследований скважин

механическими дебитомерами и расходомерами заключается в следующем.



*Рис.2.2. Устройство механических расходомеров.
а – с раскрывающимся пакером; б – с раскрывающейся вертушкой (1 – в НКТ, 2 – 2 колонне)*

Прибор опускается в скважину до кровли верхнего перфорированного пласта и при открытом пакере или центраторе производятся периодические отсчеты и запись показаний. При этом регистрируются показания калибратора, нулевые линии и показания суммарного дебита. Затем при закрытом пакере прибор опускается на забой.

При подъеме прибора с прикрытым пакером со скоростью 60-80 м/ч записывается непрерывная диаграмма до воронки насосно-компрессорной трубы (НКТ). По данным полученной непрерывной дебитограммы намечают положения точечных измерений дебита. На участках кривой с резкими изменениями дебита, расстояния между точками наблюдения выбирают через 0.4 м, на участках с малыми изменениями дебита - через 1-2 м.

Измерения на точках выполняют с полностью открытым пакером в течение 1 мин. При перемещении прибора на другую точку пакер прикрывают.

Механические дебитомеры и расходомеры позволяют:

- 1) определять общий дебит или расход жидкости по пластам;

2) получать профиль притока и приемистости жидкости по мощности перфорированного пласта в эксплуатационных и нагнетательных скважинах;

3) осуществлять контроль за техническим состоянием скважин;

4) определять перетоки между перфорированными пластами после остановки скважины.

Преимущество механических дебитомеров - их малая чувствительность к составу протекающего флюида. Недостатком механических расходомеров является их низкая пороговая чувствительность, поэтому часто подошва работающего интервала отбивается выше нижней границы перфорированного участка, а малые притоки или поглощения жидкости могут оказаться незафиксированными.

Невозможно проводить исследования механическими дебитометрами в случае, если флюид «загрязнен» какими-либо механическими примесями. В связи с этим интерпретация механических профилограмм должна осуществляться в комплексе с терморасходограммами и кривыми высокочувствительной термометрии. А так же непригодность для изучения потоков загрязненных жидкостей.

2.1.2.Термокондуктивные дебитомеры (расходомеры)

Термокондуктивные расходомеры работают по принципу термоанемометра. Т.е. их работа основана на определении количества тепла, отдаваемого непрерывно нагреваемым телом, которое помещено в поток жидкости или газа. По количеству отдаваемого тепла судят о линейной скорости потока, которая связана с объемным расходом жидкости. В поток скважинной жидкости помещается спираль, нагреваемая постоянным стабилизированным током до температуры, превышающей температуру окружающей ее среды. Эта же спираль-термосопротивление является датчиком дебитомера и расходомера. Набегающий поток жидкости или газа охлаждает спираль и тем самым изменяет ее активное сопротивление.

Температура датчика колеблется в зависимости от скорости движения охлаждающей жидкости. Фиксируя изменение

сопротивления термодатчика, получают кривую термокондуктивной дебитометрии (расходомерии).

Величина теплоотдачи термосопротивления зависит также от тепловых характеристик среды, силы тока, диаметров скважины и колонны. В скважине с постоянным диаметром и однородной средой на теплоотдачу термосопротивления влияет только средняя линейная скорость потока, что позволяет измерить его скорость и построить профиль притока или поглощения флюида.

Термокондуктивные дебитомеры (расходомеры) типа СТД обладают более высокой чувствительностью, не вносят гидродинамических сопротивлений в поток, имеют высокую проходимость в скважинах из-за отсутствия пакера, не подвержены влиянию загрязняющих механических примесей и надежны в работе. Однако показания термокондуктивных дебитомеров (расходомеров) существенно зависят от состава смеси, протекающей по стволу скважины, поэтому термодебито-граммы могут быть использованы для количественной интерпретации только при потоках однофазного флюида.

2.2. Барометрия

Барометрия изучает поведение давления во времени или градиента давления по стволу скважины. Метод применяют для определения значений забойного и пластового давлений, оценки депрессии (репрессии) на пласты, определения гидростатического градиента давления, оценки плотности и состава неподвижной смеси, оценки безвозвратных потерь давления в сужениях ствола, гидравлических потерь движущегося потока и определения плотности и состава движущейся смеси (совместно с другими методами оценки приток-состава).

Ограничения применения обусловлены влиянием на показания манометров нестационарных процессов в скважине, температуры, структуры газожидкостного потока.

Измерения выполняют **глубинными манометрами**, которые подразделяются на измеряющие абсолютное давление и дифференциальные.

Различают также манометры с автономной регистрацией, которые опускают на скребковой проволоке или в составе пласто-испытателей, и дистанционные, работающие по кабелю. Преобразователи давления могут быть пьезокристаллические (кварцевые, сапфировые), а также струнного и мембранного типов (устаревшие модели).

Прибор (модуль) с датчиками давления комплексируют с другими датчиками методов оценки «притока-состава», а также ГК и локатором муфт ЛМ (для привязки к разрезу).

Измерения абсолютных давлений и их изменений проводят тремя способами:

- 1) изменения давления в функции времени на фиксированных точках глубины;
- 2) стационарное поле давления по стволу скважины как функцию глубины;
- 3) нестационарное поле давления по стволу как функцию глубины и времени.

Регистрацию изменения давления как функции времени производят при флуктуационных измерениях либо при гидродинамических исследованиях пластов (регистрация кривой притока КП, кривых изменения давления - КВД, КВУ и т.п.).

Дифференциальные манометры, измеряющие разность гидростатических давлений на базе порядка 1 м, применяют для количественных определений плотности флюида в стволе простаивающей скважины. Поскольку измеряемая разность давлений пропорциональна средней плотности смеси флюидов в стволе скважины, то находимые значения плотности усреднены как по сечению потока, так и по интервалу замера. Аналогичная оценка плотности смеси допустима также при низких скоростях потока, когда влияние гидравлических потерь несущественно.

2.3. Термометрия

Метод термометрии заключается в изучении естественных и искусственных тепловых полей в скважине. Измеряемая

величина - температура (либо разность температур) - в градусах Цельсия (°C).

Естественные тепловые поля обусловлены региональными процессами тепломассопереноса в недрах Земли. Измерения параметров естественных полей выполняют в неработающих или длительно простаивающих скважинах с целью определения естественной температуры пород и геотермического градиента, изучения региональных гидрогеологических процессов и пр.

Искусственные тепловые поля связаны с нарушением естественного температурного режима массива горных пород вследствие строительства и ремонта скважин, а также эксплуатации скважин и пластов. Измерения выполняют преимущественно в действующих и кратковременно простаивающих эксплуатационных скважинах, а также в строящихся скважинах в процессе и непосредственно после окончания операций по промывке ствола, цементирования и т.п. Специальным предметом изучения являются искусственные поля в интервалах заколонных перетоков, пластов, дренируемых соседними скважинами и пр. Подобные исследования могут быть выполнены и в неработающих скважинах.

Измерения искусственных полей ведут для:

1) оценки технического состояния обсаженных скважин: определения высоты подъема цемента;

2) выделения интервалов затрубных перетоков; контроля интервалов перфорации; исследований герметичности обсадных колонн и фонтанных труб;

3) сопровождения процесса эксплуатации скважин в комплексе с другими методами определения «приток-состава»: выделения интервалов и профилей притоков и приемистости; установления обводненных интервалов в добывающих скважинах; прослеживания температурного фронта закачиваемых вод; определения интервалов внутриколонных перетоков; контроля за внутрислоевым горением и т.п.

Результаты измерений естественных полей используют при этом в качестве фоновых наблюдений.

Для измерения температуры в скважине используются термометры, отличающиеся друг от друга как по принципу действия (т. е. чувствительным элементом и первичным преобразователем), так и по конструктивному и схемному исполнению.

Наибольший интерес по своим измерительным возможностям представляют термометры сопротивления на трехжильном кабеле. В качестве чувствительного элемента в них используются обычно медные термосопротивления, которые включены в мост постоянного тока.

В отличие от термометров сопротивления на трехжильном кабеле в термометрах на одножильном бронированном кабеле в скважину опускают лишь один чувствительный элемент измерительной схемы, так как в качестве канала связи между скважинным датчиком и вторичной аппаратурой в них используется этот же кабель.

В тех случаях, когда необходимо снимать температурные кривые в скважинах с большой детальностью, используют дифференциальные термометры. Благодаря большой чувствительности эта измерительная аппаратура позволяет успешно решать многие промышленные задачи.

По своему назначению и конструктивному исполнению дифференциальные термометры имеют две различные модификации: градиент-термометры, предназначенные для измерения разности температур в двух близлежащих точках; аномалий-термометры, предназначенные для измерения отклонения температуры от некоторого среднего значения.

Геотермические исследования проводят только на спуске прибора после пребывания скважины в покое не менее 10 суток. Более точный промежуток времени устанавливают для конкретного района опытным путем. В скважине не должно быть перелива, газопроявлений, затрубного движения. При определении естественной температуры необходимо:

а) провести измерения на ряде глубин при неподвижном термометре;

б) выполнить не менее двух повторных измерений по всему стволу с интервалом времени между ними не менее суток.

В обоих вариантах разница показаний не должна превышать 1°C.

При выполнении подобных требований в скважине могут наблюдаться локальные аномалии, обусловленные предшествующей работой скважины и вмещающих пластов.

2.4. Влагометрия диэлькометрическая

Диэлькометрическая влагометрия (диэлькометрия) основана на изучении относительной диэлектрической проницаемости флюидов в стволе скважины. Метод чувствителен к содержанию в нефти воды любой минерализации. Наиболее благоприятные условия для выделения обводненных интервалов - начальная стадия обводнения продукции (первые проценты воды в нефти).

Влагометрия дает возможность определять состав флюида в стволе скважины по величине их **диэлектрической проницаемости**. Известно, что диэлектрическая проницаемость воды измеряется от 50 до 80 отн. ед., нефти - от 2 до 4 отн. ед., а газа равна 1 отн. ед. Повышение содержания воды в нефти и газе существенно повышает диэлектрическую проницаемость смесей. Величина диэлектрической проницаемости флюидов измеряется **диэлектрическими влагомерами**. Прибор представляет собой измерительный RC-генератор, в колебательный контур которого включен измерительный проточный конденсатор. Между обкладками конденсатора протекает водонефтяная или водогазовая смесь. Для измерения диэлектрической проницаемости флюидов используются влагомеры типа ВГД. Строится эталонировочный график зависимости частоты измеряемого сигнала f кГц от процентного содержания воды в нефти. Форма зависимости носит экспоненциальный характер, что является одним из недостатков данного метода. При объемных содержаниях воды в продукции свыше 40-60% метод плохо реагирует на дальнейшие изменения влагосодержания. В наклонных скважинах при отсутствии центраторов и пакера датчик прибора реагирует на влагосодержание только у нижней стенки колонны.

В нефтяных скважинах используют беспакерные приборы для качественно оценки состава флюида и пакерные - для количественных определений. В газовых скважинах все применяемые влагомеры - беспакерные.

Исследование интервала включает непрерывные и точечные измерения. Для пакерных влагомеров непрерывные измерения выполняют с закрытым пакером при спуске прибора, точечные - при подъеме прибора полностью открывая пакер. При перемещении прибора с точки на точку пакер прикрывают.

Непрерывные измерения выполняются в интервалах перфорированных пластов или предполагаемой негерметичности обсадной колонны, распространяя их на 20 метров вниз и вверх от исследуемого интервала.

Точечные измерения выполняют в тех же точках, что и измерения расходомером включая аномальные участки, выделенные по результатам непрерывных измерений влагомером. На каждой точке проводят не менее трех измерений с последующим расчетом среднего значения.

На влагограмме можно установить границу воды и нефти или их смесей по уменьшению показаний при входе от водоносной зоны к нефтеносной. Данные влагометрии позволяют определить процентное содержание воды в нефти в смеси с точностью до $\pm 10\%$.

Влагометрию применяют для определения состава флюидов в стволе скважины, выявления интервалов притоков в скважину воды, нефти, газа и их смесей, установления мест негерметичности обсадной колонны и при благоприятных условиях - для определения обводненности (объем-ного содержания воды) продукции в нефтяной или газовой скважине.

Влагометрия комплексируется с другими методами оценки «приток-состава».

2.5. Гамма-гамма плотностеметрия

Гамма-гамма плотностеметрия («плотностеметрия») основана на изучении плотности флюидов в стволе скважины с помощью гамма-излучения, рассеянного от стационарных (ампульных)

источников «мягкого» низкоэнергетического излучения. В конструкцию зонда ГГК-П входит источник и индикатор γ -излучения. В этом случае исследуемая среда располагается между источником и индикатором гамма-излучения.

Определение плотности жидкости базируется на зависимости интенсивности рассеянного гамма-излучения от эффективного атомного номера изучаемой среды, состоящей из различных химических элементов.

При ограничении гамма-излучения сверху величиной 1 МэВ, а снизу - величиной, при которой комптон-эффект в среде на два порядка больше фотоэффекта, результаты измерений гамма-гамма-каротажа отражают плотностную характеристику среды.

Для измерения рассеянного гамма-излучения применяется прибор, который содержит источник гамма-излучения и расположенный от него на расстоянии 0.3-0.4 м индикатор гамма-лучей, прошедших через слой исследуемой жидкости. Прибор помещен в свинцовые экраны с коллимационными отверстиями, находящимися на одной оси и направленными навстречу друг другу. Пространство между коллимационными отверстиями свободно промывается исследуемой жидкостью. Интенсивность источника выбрана такой, чтобы свести к минимуму влияние стенок скважины. В качестве источника мягкого гамма-излучения применяется тулий-170.

Показания ГГК-П находятся в обратной зависимости от электронной плотности изучаемой среды (для основных породобразующих минералов электронная плотность примерно равняется величине объемной плотности).

Т.е. плотные участки отмечаются на диаграммах ГГК низкими значениями рассеянного γ -излучения, и наоборот – участки пониженной плотности выделяются максимумами.

Плотнометрия применяется для определения состава (плотности) жидкости в стволе скважины (на кривых плотностеграммы переход от воды к нефти отмечается повышением интенсивности рассеянного гамма-излучения); выявления интервалов и источников обводнения; выявления интервалов притоков в скважину нефти,

газа и воды при оценке эксплуатационных характеристик пласта (в комплексе с методами расходомерии и термометрии); оценке качества цементирования обсадных колонн.

Методом ГГК-П определяют среднюю плотность смеси по всему сечению колонны. По эталонировочным графикам плотностемеров измеренные интенсивности рассеянного гамма-излучения переводят в величины плотности δ см. При известных значениях плотности нефти и воды в изучаемом интервале ствола скважины определяют содержание составляющих в водонефтяной смеси. Плотностные данные можно получить по результатам анализа проб воды и нефти, отобранных в процессе эксплуатации пласта.

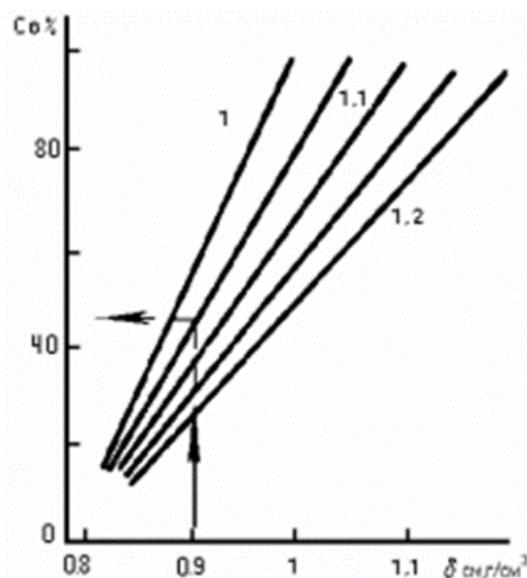


Рис. 2.3. Пример определения содержания воды по показаниям ГГК

Определение доли воды C_v и нефти C_n в водонефтяной смеси осуществляют по формулам $C_v = (\delta_{см} - \delta_n) / (\delta_v - \delta_n)$, $C_n = 1 - C_v$ или номограмме (рис. 2.3). Ошибки в оценке C_v и C_n связаны с неточным нахождением δ_v по поверхностным пробам и с изменением минерализации воды в процессе обводнения пласта. На плотностеграмме переход от воды к нефти отмечается по началу повышения интенсивности рассеянного гамма-излучения.

На рис. 2.4 приведен пример исследования глубинно-насосной скважины, выполненного с целью выявления источника обводнения. Измерения плотномером и расходомером проведены в процессе

работы скважины через межтрубное пространство. До определенного времени в скважине эксплуатировался пласт на глубине 1334-1338.8 м. Обводнение нефти достигло 18%. После этого в эксплуатацию был введен пласт на глубине 1316-1319 м, перфорированный всего на 1 м выше ВНК. Через несколько месяцев обводнение увеличилось до 38%, а ко времени проведения исследований - до 55 %. По кривой плотномера плотность жидкости в интервале 1335.2-1338.2 м равна 1.14 г/см³, что соответствует значительному содержанию минерализованной воды в смеси, поступающей из пласта. Примерно такая же плотность жидкости (1.12 г/см³) наблюдается в интервале 1316-1319 м.

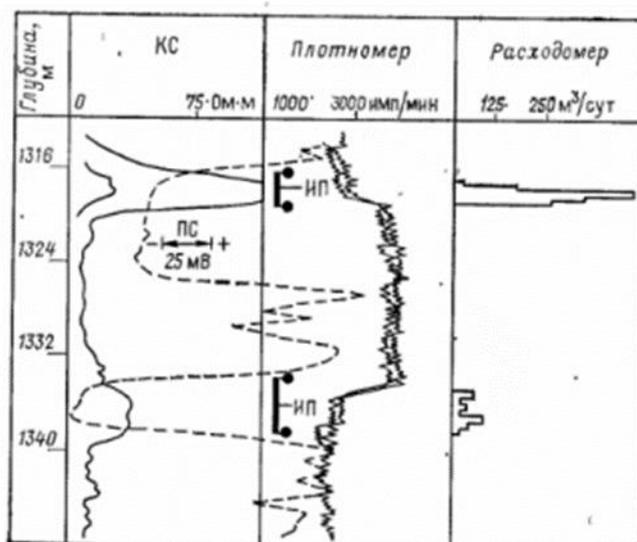


Рис. 2.4. Результаты комплексных измерений плотномером и механическим расходомером. ИП – интервалы перфорации обводнения и этого пласта.

Таким образом, оба эксплуатируемых интервала с точки зрения их обводненности равноценны, что следует учитывать при ремонте скважины.

На рис. 2.5 приведены результаты исследований плотномером по рассеянному гамма-излучению, выполненных с целью определения глубины местоположения башмака НКТ, пакера и репера. Вход прибора в НКТ отмечается резким уменьшением регистрируемых значений, положению пакера 4 и репера 3 отвечают отрицательные аномалии кривой.

Ограничения данного метода заключаются в зависимости показаний от состава многофазной продукции, особенно - структуры потока флюида в стволе скважины, а также в необходимости строгого соблюдения правил техники радиационной безопасности.

2.6. Резистивиметрия

Резистивиметрия - основной количественный метод для определения минерализации воды. Метод применяют для определения состава флюидов в стволе скважины, выявления в гидрофильной среде интервалов притоков воды (включая притоки слабой интенсивности), оценки солености скапливаемой на забое воды, установления мест негерметичности колонны, разделения гидрофильного и гидрофобного типов водонефтяных эмульсий.

Для получения кривой удельного электрического сопротивления флюида по стволу скважины используются резистивиметры двух типов -индукционный и одноэлектродный на постоянном токе.

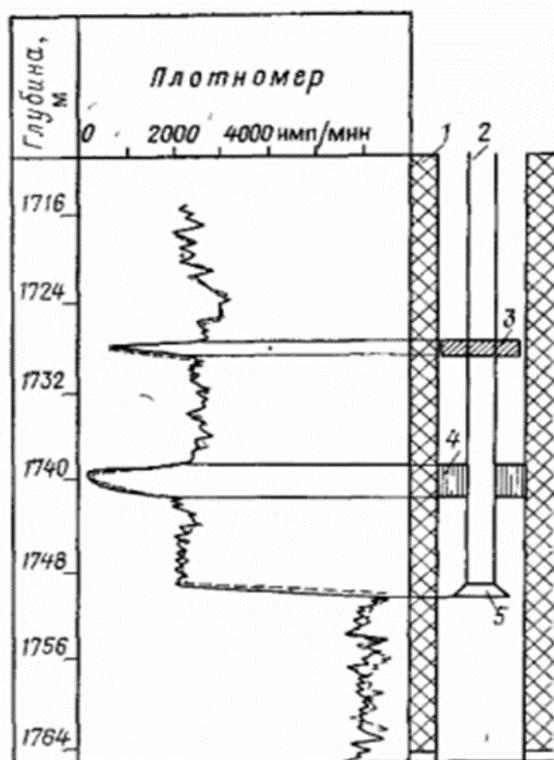


Рис. 2.5 Определение положения башмака НКТ, пакера и репера покривой ГГК. 1 – колонна, 2 – НКТ, 3 – репер, 4 – пакер, 5 – башмак НКТ

2.6.1. Индукционная резистивиметрия

Индукционная резистивиметрия основана на измерении удельной электропроводности жидкостной смеси в стволе скважины методом вихревых токов, что позволяет производить оценки параметров не контактным, а дистанционным (объемным) способом измерения.

Скважинный индукционный резистивиметр представляет собой датчик проточно-погружного типа, состоящий из двух (возбуждающей и приемной) тороидальных катушек. Объемный виток индукционной связи образуется через жидкость, находящуюся вокруг датчика.

Прибор калибруют с помощью устройства, выполненного в виде цилиндрического сосуда диаметром свыше 150 мм. Измерения выполняют в водных створах хлористого натрия отличающихся проводимостью.

Результатом калибровки являются градуировочные зависимости показаний прибора от удельной электрической проводимости (см/м) или минерализации воды (г/л). Источником погрешностей измерений удельной электропроводности является нелинейность чувствительности резистивиметра к температуре и напряжению питания устройства.

Непрерывные измерения выполняют на спуске в интервалах перфорированных пластов с перекрытием на 20 м прилегающих к ним участков. Повторное измерение выполняют по всей длине исследуемого интервала.

2.6.2. Токовая резистивиметрия

Одноэлектродный резистивиметр работает по принципу токового метода и используется лишь для качественного определения изменения сопротивления смеси в скважине. Граница перехода от воды к нефти или от гидрофильной смеси к гидрофобной отмечается на кривой резистивиметрии резким скачком величины сопротивления.

В настоящее время для оценки состава продукции в скважине широко используются современные датчики электрической

проводимости (фактически токовые резистивиметры). Такие датчики предназначены для измерения в очень ограниченном объеме пространства скважины удельного электрического сопротивления среды заполнителя ствола, а также оценки истинного объемного содержания компонент потока (разделения воды от углеводородов).

Резистивиметрия позволяет по величине электрического удельного сопротивления различать в стволе скважины нефть, воду, газ и их смеси.

Смеси бывают гидрофильные (нефть присутствует в воде в виде капель) и гидрофобные (в нефти в виде капель содержится вода). Гидрофильная смесь характеризуется весьма низким электрическим сопротивлением, близким к сопротивлению чистой воды, гидрофобная - весьма высоким электрическим сопротивлением, близким к сопротивлению нефти.

Для получения кривой сопротивления по стволу скважины используется одноэлектродный резистивиметр. Граница перехода от воды к нефти или от гидрофильной смеси к гидрофобной отмечается на кривой резистивиметрии резким скачком сопротивления.

Вид диаграмм обуславливается типами флюидов и их смесями в колонне. При контакте однородных флюидов (нефть, вода) или осадка с флюидами на кривых резистивиметрии граница между средами с различной электрической проводимостью отмечается скачком, вид кривых гладкий (рис. 2.6, а). Гидрофильные смеси фиксируются либо высокой электропроводимостью на диаграмме резистивиметрии (кривая носит пилообразный характер с выбросами в сторону снижения проводимости - капельная нефть в воде), либо резкими изменениями электропроводимости большой амплитуды (слоистая нефть в воде) (рис.2.6, б).

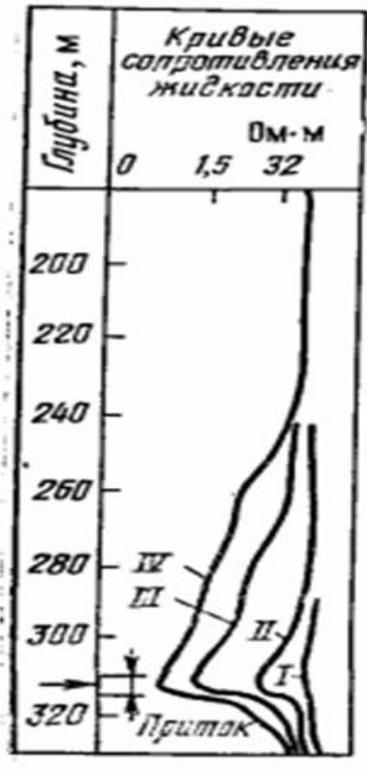
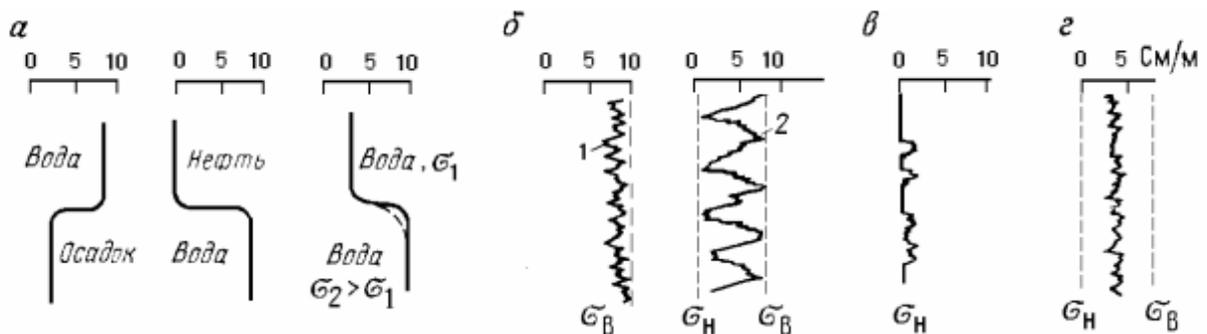


Рис. 2.6. Типовые формы диаграмм индукционного резистивиметра

Гидрофобная смесь (вода в нефти) характеризуется низкой электропроводимостью, кривая резистивиметрии изрезана с незначительными редкими увеличениями значений проводимости (рис. 2.6, в). Переходное течение флюидов (гидрофильная смесь к гидрофобной или наоборот) фиксируется промежуточными значениями проводимости между нефтью и водой, кривая изрезана (рис. 2.6, г).



На рис. 2.7. представлен пример определения места притока пластовых вод в скважину методом резистивиметрии.

Места притока или поглощения жидкости отмечается резкими изменениями на кривых сопротивления.

Как правило, проводится серия измерений для того, чтобы оценить динамику изменения свойств флюида, находящегося в скважине. Замеры сопровождаются воздействием на пласт. Так по рисунку видно, что с каждым замером, сопровождаемым откачкой жидкости, в скважину поступает новая порция воды, которая изменяет сопротивление. Нижняя граница интервала притока отмечается на кривых резистивиметрии резкими изменениями показаний.

2.7. Нейтронный активационный метод по кислороду

Метод основан на активации ядер кислорода в стволе скважины и окружающей среды быстрыми нейтронами (энергии порядка 14 МэВ) с помощью скважинного генератора нейтронов. Продуктом активации кислорода является радиоактивный изотоп азота N 16. Затем в результате «бета-распада» из ядер этого изотопа вновь образуются ядра кислорода O 16 с выделением γ -квантов энергии 6.13 и 7.12 МэВ. Период полураспада для этой ядерной реакции составляет порядка 7 с. Поскольку энергия фонового гамма-излучения в данном случае не превышает 3 МэВ, по интенсивности вторичного жесткого гамма-излучения можно определить содержание кислорода в окружающей среде.

Кроме того, метод используется для определения скорости и направления движения активированных ядер кислорода относительно источника излучения. Для этого в измерительной установке источник и регистраторы гамма-излучения разнесены друг относительно друга (принцип прямого и обратного зондов).

Пороговая энергия описанной выше ядерной реакции порядка 10 МэВ, что не намного ниже энергии первичного излучения нейтронной трубки.

Поэтому эффект наблюдается на небольшом расстоянии от источника нейтронов (первые десятки сантиметров). То есть глубинность метода не очень велика и в обсаженной скважине ограничена внутриколонным и заколонным пространством.

Измерительные установки делятся на однозондовые и двухзондовые. В состав однозондовой измерительной установки включен один детектор гамма-излучения, располагаемый выше (верхний зонд) или ниже (нижний зонд) источника. В двухзондовой установке детекторы расположены по обе стороны от источника.

Метод применяется для установления границы подвижной и застойной воды в эксплуатационной скважине, выделения интервалов поступления воды во внутрисклонное пространство из перфорационных отверстий и интервалов негерметичности, а также выявления заколонных перетоков воды.

Градуировочной зависимостью для метода КНАМ (КАНГК) является

зависимость интенсивности регистрируемого излучения от дебита воды в колонне с известным диаметром. Для получения градуировочных зависимостей используются результаты модельных исследований, а также результаты одновременных замеров в нагнетательных скважинах методом КНАМ и расходомером. Граница подвижной и застойной воды в стволе скважины отмечается по увеличению показаний прямого зонда при и уменьшению показаний обращенного обр. Положение этой границы ориентировочно устанавливается по непрерывным измерениям, а затем уточняется по результатам точечных замеров. Истинное положение границы подвижной и застойной воды фиксируется по результатам комплексной интерпретации данных КАНГК, расходомерии, термометрии и методов определения состава флюидов (рис. 2.8).

На диаграмме, полученной при спуске прибора, минимальные показания фиксируются над нефтеносным пластом, где содержание воды во флюиде, движущемся в стволе скважины, наименьшее, а скорость движения активированной воды по отношению к прибору (равная сумме скоростей спуска прибора и подъема жидкости по стволу) наибольшая. В застойной зоне показания КАНГК максимальны. При записи кривой на подъеме прибора показания КАНГК в зоне водоотдающего пласта

значительно возрастают, а в зоне верхнего нефтеносного пласта уменьшаются.

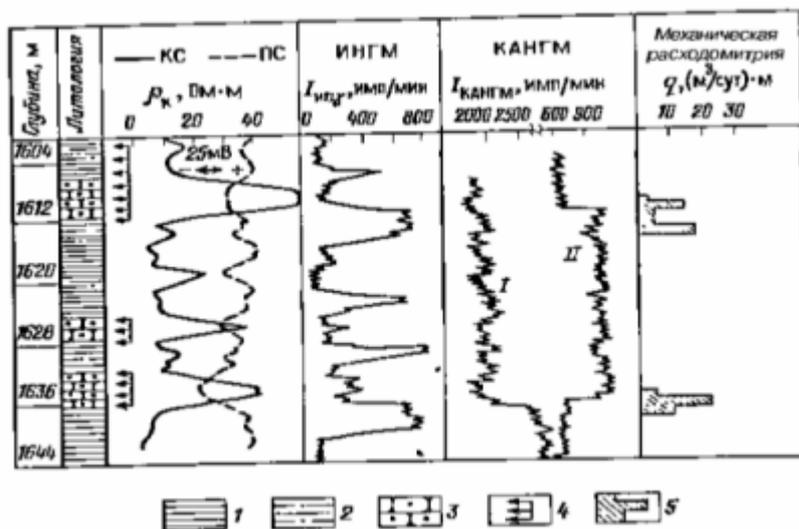


Рис. 2.8 Определение мест притока воды и нефти по данным КАНГК и механической расходомерии. Замеры КАНГК: I – на спуске, II – на подъеме; 1 - глина, 2 - алевролит, 3 – нефтеносный песчаник, 4 – интервал перфорации, 5 – места притока

Скорость притока воды может быть установлена по измерению времени прохождения активированной жидкости от источника нейтронной до детектора при точечных измерениях с помощью градуировочного графика.

3. ТЕХНОЛОГИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ В СКВАЖИНАХ

3.1. Понятие системного контроля

Обобщая методологические разработки В. В. Масленникова, В. В. Ремизова (1993 г.), Ю. В. Коноплева (1996 г.) и др., под системностью контроля за разработкой месторождений можно понимать восприятие объекта изучения как целостной системы, состоящей из комплекса элементов разной сложности (иерархичности), находящихся во взаимосвязи и взаимодействии.

Таким образом, системность подхода в изучении сложноорганизованной технической структуры залегает в первую очередь подразумевает необходимость широкого использования научно обоснованных, качественных и количественных, комплексных, повторяющихся, промысловых и геофизических исследований, позволяющих своевременно и эффективно осуществлять регулирование разработки месторождения.

Другое назначение системного контроля разработки месторождений состоит в информационном обеспечении управления процессами разработки, включая обеспечение необходимыми данными постоянно действующих геолого-технологических моделей залежей (ПДГТМ). Системный контроль объединяет возможности промыслового (технологические исследования - ТИ), гидродинамического (ГДИС) и геофизического контроля (ПГИ-ГИС).

ПГИ-ГИС вместе с ГДИС вместе составляют предмет ГИС-контроля.

Принципы контроля разработки могут быть определены в соответствии:

- с поставленными задачами и обеспеченностью их решения средствами промыслово-геофизического контроля или геомоделирования;
- с особенностями геологического строения и принятой системой экс-плуатации месторождения, стадией его разработки и обводнения;
- с полнотой и достоверностью уже полученного информационного обеспечения.

Системный промысловый и геофизический контроль разработки месторождений преследует достижения глобальных целей:

1. Детализация геологического строения (включая оценки гидродинамической связи между пластами и скважинами), оценка запасов углеводородов.

2. Прогноз добычных возможностей продуктивных пластов с учетом планируемой динамики изменения физико-химических свойств пластовых флюидов.

3. Мониторинг добычи продукции на устье (индивидуально для каждого лицензионного участка).

4. Оценка характера выработки нефти (газа) при заводнении пластов, выявление направления фильтрационных потоков, поиск целиков.

5. Оценка текущей и остаточной нефте(газо)насыщенности в отдельных частях залежи и в пластах.

6. Контроль за перемещением ВНК и ГНК в процессе разработки.

7. Контроль энергетического состояния пластов, расчет гидродинамических параметров резервуара.

8. Контроль за технологическими параметрами эксплуатационных скважин и их технического состояния (профилями притока-поглощения, перетоками, интервалами обводнения).

9. Контроль эффективности проводимых ГТМ, РИР.

Таким образом, системный контроль подразумевает систему мер по исследованию скважин и пластов с целью изучения процессов эксплуатации и выработки для своевременной корректировки схем и проектов разработки, принятия мер по ее регулированию.

Основные проблемы, связанные с недостаточной для проектирования и оптимизации разработки месторождений информацией ПГИ и ГДИС, состоят в низком охвате месторождения данными ПГИ-ГДИС и результатами:

- опробования (включая проведенные на стадии разведки);
- низком качестве результатов исследований, выполненных до широкого внедрения цифрового способа регистрации (нарушения технологии исследований и обработки);

- отсутствию на месторождении опорных сетей для ПГИ-ГДИС и наблюдательных скважин (невозможность прямой оценки динамики изменения $K_{нт}$ пласта);
- дефиците «базовых» (полноценных) исследований ПГИ-ГДИС;
- проблемах с документированием материалов ПГИ-ГДИС;
- неточности промысловых оценок продуктивности, скин-фактора S т.п;
- проблемах детализации геологической модели по ГИС и сейсмике.

В настоящее время оценки системного ПГК удается проводить только на крупных месторождениях, обладающих продолжительной историей разработки и значительным охватом исследований скважин. Информационное обеспечение значительно выигрывает, если на месторождениях имеется достаточное количество специальных объектов наблюдений - наблюдательных (контрольных) скважин. Отсутствие системного ГИС-контроля на отдельных месторождениях (особенно на сложных и крупных) существенным образом снижает на них эффективность проводимых мероприятий по разработке.

Таким образом, в основе системного ПГК эксплуатационных объектов лежит организация определенных циклов и уровней движения геофизической и геолого-промысловой информации. Схемы движения этой информации отражают принцип естественного усложнения процесса познания, связанного с:

- накоплением все большего числа информационных параметров на последующих уровнях интерпретации;
- усложнением моделей взаимодействия вследствие необходимости учета пространственно-временных факторов;
- необходимостью учета условий в работе скважины, пластов и залежи.

3.2. Возможности определения состояния работы продуктивных пластов в скважинах по данным ГИС-контроля

Результаты интерпретации данных ГИС-контроля позволяют:

- 1) определить работающие толщины пластов в нагнетательных и добывающих скважинах, которые определяются по комплексу ГИС,

выполненному с целью определения профилей приемистости и притока с применением потокометрии (расходомерии, термодобитометрии);

2) выделить интервалы пластов в добывающих скважинах, из которых в ствол скважины поступает обводненная продукция. Выполняется по методам состава (влагометрии, резистивиметрии, плотностнометрии);

3) выявить участие в работе скважины неперфорированных пластов за счет негерметичности эксплуатационной колонны и заколонных перетоков;

4) определить текущее насыщение пластов-коллекторов на момент проведения исследований ГИС:

- по исследованиям, проведенным с целью определения профиля притока и характера отдаваемой жидкости, исходя из состава поступающей в ствол скважины жидкости;
- методом ИННК, ШАМ, ГИНР или другими методами, определяющими непосредственно текущее насыщение продуктивных пластов;
- по результатам обработки исследований ГИС в открытом стволе в скважинах, пробуренных по уплотняющей сетке в ходе эксплуатации;
- на этапе анализа работы пластов в отдельно взятой скважине.

«DV ГИС-контроль» предоставляет следующие возможности:

- оперативный доступ к схеме расположения скважин месторождения, на которой выделены скважины с проведенными исследованиями ГИС-контроля и скважины, обводненные закачиваемой водой по результатам интерпретации комплекса ГИС в открытом стволе;

- просмотр динамики разбуривания месторождения и получение информации как обобщем количестве скважин, так и о количестве скважин, в которых проведен ГИС-контроль за весь период эксплуатации месторождения или в интересующий период времени;

- визуализация методов геофизических исследований в открытом стволе и по контролю за разработкой, а также результатов их интерпретации, путем создания динамического планшета по скважине;

- корректировка результатов интерпретации ГИС-контроля;

- в оперативном режиме просмотр необходимой информации по изучаемой скважине и оценка влияния на нее соседних скважин с целью выявления источников обводнения продукции в добывающих скважинах и уточнения текущего насыщения продуктивных пластов в процессе разработки.

Результаты интерпретации кривых ГИС-контроля заносятся в колонки работы фильтра, работы пласта и текущего насыщения.

Результат работы может быть представлен в табличном виде. В таблице имеется информация о коллекторских свойствах перфорированных пластов и их работе, а также о неперфорированных пластах, принимающих участие в разработке.

Определение работающей толщины пласта. В процессе исследований притока жидкости по толщине продуктивного пласта в нефтяных скважинах и ее поглощения в нагнетательных скважинах определяют характер и полноту выработки залежей.

Выделяют следующие методы исследования характера притока и поглощения жидкости по толщине продуктивного пласта.

1. Исследование характера поглощения жидкости с использованием радиоактивных изотопов.

2. Исследование характера притока и поглощения жидкости пластом термометрией. На характер термограммы, проведенной в действующей скважине, влияют: теплообмен в стволе; охлаждение жидкости и газа в пористой среде при их фильтрации (эффект Джоуля-Томпсона); смешение жидкостей и газа, поступающих в ствол с различной температурой в различных ее интервалах (калориметрический эффект). Характер термограммы в действующей скважине зависит от скорости потока, теплоемкости извлекаемой жидкости и теплопроводности стенок скважины. Применение термометрии в нагнетательных скважинах позволяет определить интервалы поглощения нагнетаемой воды за пределами вскрытой толщины пласта.

3. Исследования характера притока и поглощения жидкости пластом с использованием глубинных расходомеров. Этот метод является общеприменимым и основным для определения работающих толщин. Объемы флюидов, циркулирующие в стволе скважины, фиксируются глубинными расходомерами, которые делятся на

механические и термокон-дуктивные, а по условиям измерений - на пакерные и беспакерные [26]. Основным исходным источником информации о распределении скорости потока жидкости при измерении механическим расходомером является интегральный профиль - кривая зависимости притока (расхода) от глубины.

Интервалы притока и поглощения флюидов на кривой термо-расходомерии выделяются снижением показаний температур от подошвы к кровле интервала работающего пласта.

Разработаны методические принципы выделения отдающих и работающих толщин при исследовании профилей притока (приемистости).

Под отдающей (принимающей) толщиной понимается интервал притока (приемистости), зафиксированный в эксплуатационной колонне против перфорированного интервала.

Отдающий (принимающий) интервал характеризует работу фильтра скважины и лишь косвенно дает возможность судить об охвате выработкой всего продуктивного пласта.

Работающая толщина характеризует степень охвата продуктивного пласта выработкой. В качестве работающей толщины пласта понимается часть ее эффективной толщины, в которой существующими скважинными приборами фиксируется приток флюида (рис. 3.1).

Основным принципом выделения работающей толщины является то, что в работе участвует вся гидродинамически связанная часть эффективной толщины пласта, охарактеризованная хотя бы одним интервалом притока.

Выделение обводненных пластов и прослоев. Для определения состава притекающей в добывающую скважину жидкости в комплекс ГИС-контроля входят методы влагометрии, плотностнометрии, индукционной и токовой резистивиметрии.

Обводненная толщина определяется как часть работающей толщины, в которой существующими методами ГИС за фиксированы притоки воды в ствол скважины.

Эффективной является высокочувствительная термометрия, позволяющая изучать состав флюида не только в стволе скважины, но и в пласте, особенно в режиме остановленной скважины.



Рис. 3.1. Выделение работающих толщин до и после применения ФХВна скважинах методом ГИС-контроля

Термометрия в остановленной скважине позволяет выделять обводненные интервалы в любой части пласта по минимальному значению температуры на кривой термометрии, при условии противных пластов в большинстве случаев зависит от ряда факторов:

1. Техническое состояние эксплуатационной колонны и цементного кольца в интервале продуктивных пластов. Затрубная циркуляция, деформация и нарушение целостности эксплуатационной колонны, изменение внутреннего диаметра эксплуатационной колонны значительно затрудняют проведение измерений.

2. Физические свойства жидкостей и газа и соотношение их компонентов в потоке (нефть, вода, газ). Существенные погрешности получаются при определении дебита в обводненных скважинах, так как вязкость и плотность жидкости в пределах продуктивных горизонтов

вследствие изменения фазовых соотношений и структуры водонефтяного потока также изменяются. Еще большие ошибки возникают во время измерений в скважинах, эксплуатирующихся при давлении ниже давления насыщения нефти, вследствие выделения из нефти пузырьков свободного газа.

3. Режим эксплуатации скважины и различного рода флуктуации в потоке, являющиеся следствием неравномерного потока жидкости в скважину и неравномерности работы лифта.

4. Несовершенство конструкций современных глубинных дебитомеров и расходомеров.

Определение интервалов заколонной циркуляции жидкости. Исследования ГИС-контроля позволяют выявить участие в работе скважины неперфорированных пластов за счет заколонных перетоков, во многих случаях участие в работе непроектных интервалов может являться источником обводнения продукции в скважине. Затрубная циркуляция в районе интервалов перфорации устанавливается по проведенному комплексу исследований.

Признаками затрубной циркуляции снизу являются данные о поступлении воды через нижние отверстия перфорации и уменьшение термоградиента по сравнению с его естественным значением в скважине ниже интервала перфорации, а сверху - увеличение содержания воды в продукции и снижение температуры против верхних отверстий перфорации.

Наличие затрубной циркуляции в интервалах нарушения цементного кольца выявляется термометрией, методами закачки кислородного и меченого вещества. Определение затрубной циркуляции с помощью метода термометрии основано на изучении теплообмена между скважинной жидкостью и флюидами, циркулирующими в затрубном пространстве.

На участке затрубной циркуляции вод устанавливается сравнительно постоянная температура. Источником перетока является пласт с большим давлением. Для выявления местоположения зоны затрубной циркуляции вод радиоактивным методом в скважину закачивается вода, активированная короткоживущими изотопами.

Участок затрубной циркуляции вод, поглощающие и отдающие пласты отмечаются повышенными значениями интенсивности гамма-излучения по сравнению с интенсивностью, зарегистрированной до закачки активированного раствора.

На рисунке 3.2 изображен пример скважины с заколонной циркулирующей жидкости из неперфорированной части водонасыщенного кол лектора.

По изменению показаний термометрии, проведенной на разных режимах, можно судить об участии в работе скважины нижележащего водонасыщенного коллектора по заколонному пространству.

Комплексная интерпретация термометрии, выполненной на разных режимах и показаний ГК, зафиксированных при продавливании различного количества жидкости, показывает, что закачиваемая жидкость уходит в негерметичность эксплуатационной колонны и затем по заколонному пространству - в нижележащие пласты.

Определение негерметичности эксплуатационных колонн. Для выявления нарушений целостности эксплуатационной колонны необходимо проведение в рамках комплекса ГИС-контроля замеров термометрии, выполненных на разных режимах (в остановлен ной скважине, при закачке в нагнетательных, и в работающей скважине - в добывающих), методов состава для добывающих скважин (влажнометрии, резистивиметрии, плотностнометрии) и потокометрии (механической расходомерии для нагнетательных и добывающих скважин, терморасходомерии - для добывающих скважин).

На рисунке 3.3. приведён пример определения негерметичности колонны методами ГИС-контроля. По изменению термоградиента на термограмме и изменению показаний на кривых других методов можно судить о наличии негерметичности эксплуатационной колонны (НЭК).

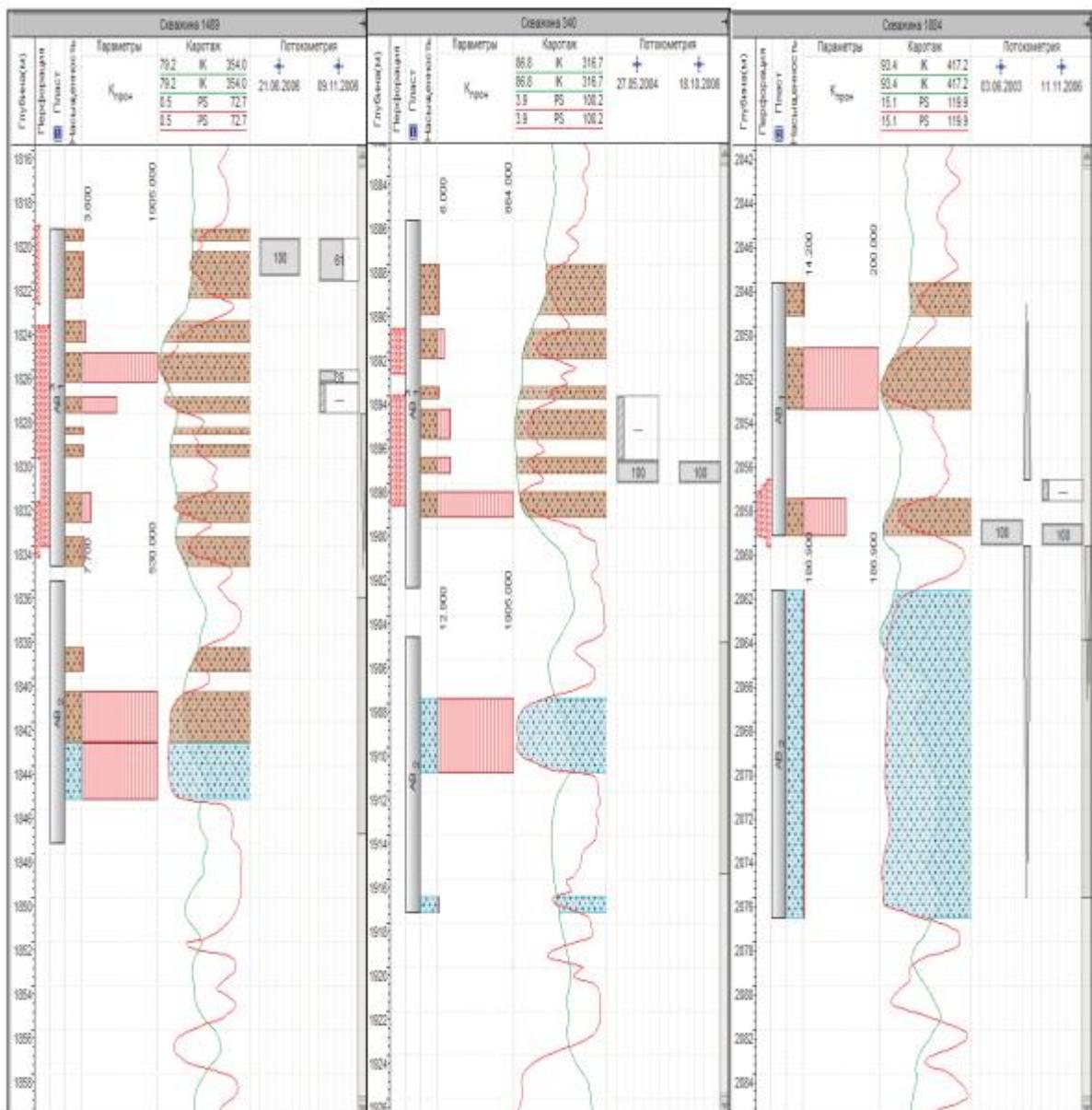


Рис. 3.2. Определение заколонной циркуляции в нагнетательной скважине методом ГИС-контроля

Место негерметичности при этом отмечается calorиметрической ступенью - снижением температуры, тем более значительным, чем больше расстояние от места негерметичности до интервала перфорации и чем интенсивнее работа через НЭК.

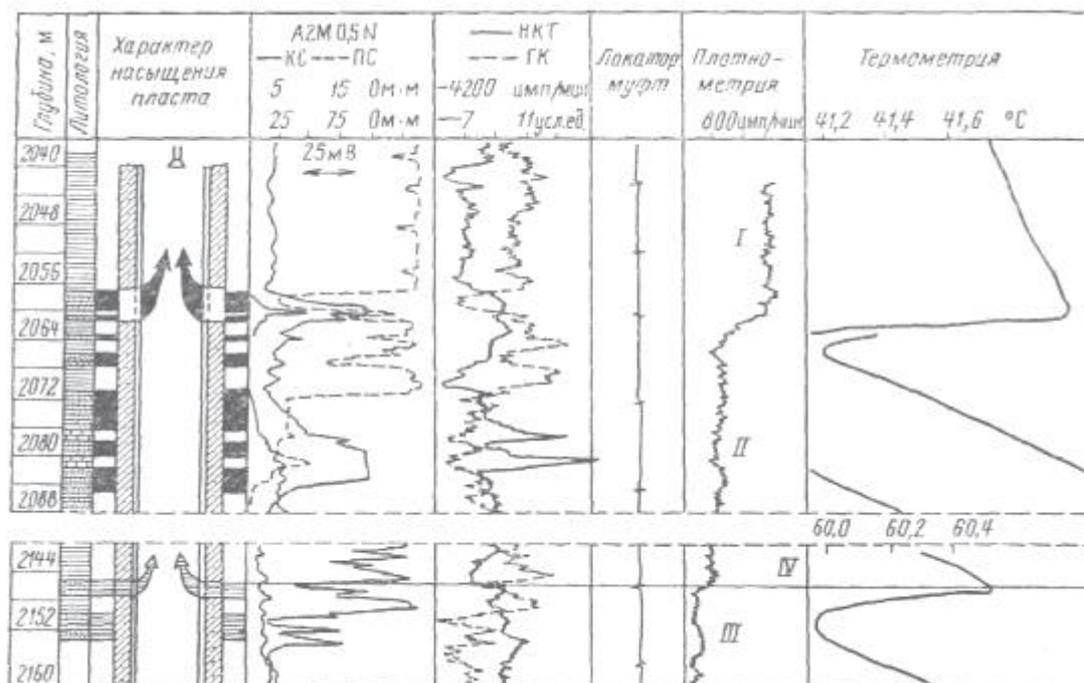


Рис. 3.3. Выявление притока воды в скважину в результате негерметичности ко лонны ниже интервала перфорации: I - нефть; II - вода; III - глинистый раствор; IV - место негерметичности колонны

3.3. Использование данных ГИС-контроля для проверки детальной геологической модели

Проверка правильности проведения границ зональных интервалов при построении детальной геологической модели заключается в определении работающих и обводненных толщин в добывающих и воздействующих на них нагнетательных скважинах.

В случае обводнения продукции закачиваемой водой поиск воздействующей на нее нагнетательной скважины заключается в:

- оценке динамики изменения промысловой обстановки с начала эксплуатации до интересующей даты с учетом неоднородности строения пласта;
- прослеживании путей продвижения закачиваемых вод от нагнетательных скважин к добывающим;
- оценке коллекторских свойств по пути продвижения нагнетаемых вод;
- анализе данных добычи с целью определения времени, необходимого для продвижения по пластам фронта нагнетаемых вод от нагнетательной скважины к добывающим.

Для выполнения работ используются данные о строении объекта эксплуатации, добычи, ГИС в открытом стволе при бурении уплотняющей сетки, ГИС-контроль, а также данные об автоматизированном учете промысловой обстановки, разработанном в программном приложении «DV-ГЕО».

Интересно отметить, что программное обеспечение позволило проводить сопоставление карт неоднородности строения пласта с данными добычи в любой момент времени разработки месторождения.

Совместное рассмотрение данных добычи, привязанных к определенному перфорированному пласту, может дать картину движения обводнения от нагнетательных скважин к добывающим.

Известно, что фильтрационно-ёмкостные свойства напрямую связаны с эффективной толщиной пластов, поэтому рекомендуется рассматривать показатели разработки (приемистость, дебит, обводненность) с картами эффективных толщин. Однако исследователь может привлечь любую другую карту, характеризующую неоднородность строения, например K_p , $K_{пр}$, $K_{гп}$ или др.

Уточнение времени прохождения фронта нагнетаемых вод проводится по данным добычи с точностью до месяца. Анализируя данные добычи, следует обращать внимание на время первого поступления воды в скважину.

Это действительно только для случаев, когда исключено поступление пластовой воды за счет: подтягивания ВНК, работы водонасыщенных пластов из-за негерметичности эксплуатационной колонны или заколонных перетоков, что уточняется по данным ГИС в открытом и закрытом стволе.

Таким образом, если воздействие конкретной нагнетательной скважины на добывающую установлено, то можно с достаточной уверенностью судить о правильности корреляции межскважинного пространства.

3.4. Способы учета неполноты данных ГИС-контроля во времени и по площади

Данные ГИС-контроля, как правило, не носят системный характер ни по времени их проведения, ни по площади месторождения. Для

оценки текущего насыщения в каждой скважине проводится работа по обобщению результатов интерпретации ГИС-контроля, полученных в табличном виде и в виде копий динамических планшетов по скважинам.

Этап обобщения необходим для выяснения общих закономерностей выработки пластов и главное - для выяснения особенностей разработки конкретного месторождения.

Для этого предполагается выявление закономерностей работы пласта в зависимости от коллекторских свойств и определения их граничных значений, используемых в качестве критерия отнесения пластов к участвующим в разработке и не работающим.

Для того, чтобы составить представление о выработке нефти из пластов по площади месторождения, необходимо опереться на закономерности работы пластов, выявленные по тем скважинам, где проведен ГИС-контроль.

И затем распространить выявленные закономерности на участки площади и времени без ГИС-контроля.

Выборка скважин производится на основании анализа результирующих таблиц по скважинам, карт текущего состояния разработки объектов, расположения каждой скважины относительно системы заводнения и, конечно, детальной геологической модели.

Таким образом, формируются группы скважин, и в них определяются граничные значения свойств работающих и неработающих частей пласта в какой-либо группе, которая эксплуатируется в конкретных условиях.

Для выявления закономерностей можно использовать программный комплекс «DV-ГИС-контроль», в котором обеспечивается построение графиков и гистограмм для того чтобы выяснить, с какими свойствами пласты или прослои работают, не работают и обводняются.

По результатам интерпретации ГИС-контроля о работе пластов и характере отдаваемой жидкости составляется выборка скважин для анализа и выяснения работы пластов.

С помощью графиков и гистограмм определяются граничные значения коллекторских свойств работающих (учитывая характер

отдаваемой жидкости) и неработающих прослоев при определенных режимах отбора и закачки.

Следует отметить, что главное в этой работе - сделать правильный подбор скважин в выборку для построения. Очевидно, что если в одну выборку включить скважины и нагнетательные, и до бывающие, работавшие на разных стадиях разработки (например, скважины, работающие в безводный период и на поздней стадии обводнения) и на различных расстояниях от нагнетательного ряда, мы врядли получим какую-либо закономерность.

Ниже предлагаются условия, которые следует учитывать при выборе скважин для определения граничных значений коллекторских свойств работающих и неработающих прослоев.

1. Выборка должна содержать не менее 20–25 перфорированных прослоев, которые характеризуются как работающие, например нефтью, нефтью с водой (нагнетаемой, подошвенной или их смесью), или неработающие.

2. Выбор скважин производится так, чтобы был обеспечен максимальный охват по площади.

3. Выборка скважин проводится отдельно по нагнетательным и добывающим скважинам, так как в них пласты находятся под разным воздействием.

4. Исследования ГИС-контроля должны подбираться по времени проведения, которое соответствует различным стадиям разработки месторождения, то есть граничные значения, как правило, меняются в процессе разработки, и определять их следует в близких временных условиях.

5. Выборка должна включать отдельно скважины с совместной эксплуатацией прослоев с улучшенными и ухудшенными свойствами (часто возникает ситуация, при которой прослой с ухудшенными коллекторскими свойствами не участвуют или слабо участвуют в разработке, отдельно работающие такие прослой могут работать).

6. Скважины должны находится в единой промысловой обстановке, то есть участки с воздействием на пласт и без него анализируются отдельно.

7. Следует учитывать расстояние от добывающей скважины до нагнетательного ряда, так как скважины вблизи и вдали от нагнетания находятся под разной степенью воздействия.

8. Из выборки исключаются скважины с заколонной циркуляцией жидкости и негерметичностью эксплуатационных колонн.

Функции программы «DV-ГИС-контроль» позволяют быстро добавлять скважины в выборку, заменять, убирать или создавать новую выборку.

3.5. Этапность и периодичность исследований и их комплексирование

Контролирующими процесс разработки органами установлены необходимые для соблюдения условия системности ПГК требования по охвату и периодичности исследований объектов различными видами промысловых и геофизических исследований. В прямой зависимости от этих требований находятся правила комплексирования методов и технологий ПГИ-ГДИС (или ГИС-контроля).

Условия проведения исследований определяются геологическими особенностями залежи, назначением скважины, ее конструкцией, техническим состоянием, физическими свойствами флюидов в стволе скважины, состоянием и поведением пластов, вскрытых скважиной. Глубины производства скважинных измерений могут варьировать от сотен до 5000-6000 м, а максимальные температуры и давления могут достигать соответственно 170⁰С и более 60 МПа. Скважины, находящиеся под давлением, при производстве замеров требуют применения на устье специального шлюзового оборудования (лубрикатор, сальники).

Комплексирование методов ГИС-контроля также зависит от решаемой задачи и существующих условий в скважине или пласте в процессе измерений. При составлении программы исследований в конкретной скважине, в зависимости от цели исследования и с учетом ожидаемых во время исследования в скважине условий, должны оптимальным образом комбинироваться методы и технологии (в том числе и с учетом информации предшествующих исследований и исследований соседних скважин). Ниже (таблица 3.1) приведены

принципы комплексирования методов и технологий ГИС- контроля, рекомендуемые при решении основных задач контроля разработки месторождений нефти и газа.

Таблица 3.1

Комплексирование ПГИ-ГДИС при контроле разработки месторождений нефти и газа
Группа стандартных задач

Группа стандартных задач Наименование стандартной задачи	Комплекс методов промыслово-геофизических исследований (ПГИ)	Примечание (объекты, технология исследований, этапность, др. для отдельной задачи)
I. УТОЧНЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ В ЗОНЕ РАСПОЛОЖЕНИЯ СКВАЖИНЫ		
I.1. Уточнение границ продуктивных толщин по разрезу скважины		
1. Границы продуктивных толщин при пробовании*	Методы открытого ствола вместе с методами оценки приток-состава, опробователей пласта	Разведочные скважины. Поэтапное опробование путем установки пакеров для разобщения отдельных пластов (пропластков). На этапе опробования
2. Границы продуктивных толщин при дополнительном использовании неэлектрических методов оценки насыщения*	Методы открытого ствола вместе с методами НК, ИНК, УКК, ВАК, МНА	Разведочные, осваиваемые эксплуатационные скважины. Фоновые ПГИ в статике и при очистке ближней зоны путем вызова притока. На этапе освоения
3. Границы продуктивных толщин при обсадке	ИК, ДК, ВИКИЗ, ТМ	Скважины, оборудованные стеклопластиковым хвостовиком

продуктивного интервала стеклопластиковыми трубами*		эксплуатационной колонны. В статике или динамике. На этапе освоения
4. Привязка методов ГИС-контроля к терригенному разрезу скважины *	ГК, ЛМ	Все скважины с терригенным или смешанным разрезом. Обязательно при проведении ГИС- контроля
5. Привязка методов ГИС- контроля к карбонатному разрезу скважины*	НК, ЛМ	Все скважины с карбонатным или смешанным разрезом. Обязательно при проведении исследований ГИС- контроля
6. Геотермический градиент в долго простаивающих скважинах, интервалы залегания многомерзлых пород*	ТМ	Наблюдательные (глухие) или долго простаивающие скважины. Фоновая съемка. Повторные (временные) исследования геотермии нецелесообразны
1. 2. Определение положения продуктивных пластов и геологических неоднородностей в межскважинном пространстве		
1. Профильная или объемная корреляция границ продуктивных толщин при использовании данных опробования***	Методы открытого ствола вместе с методами оценки приток-состава, опробователями пластов	Разведочные и осваиваемые эксплуатационные скважины. Опробование при установке пакеров для разобщения отдельных пластов. На этапе опробования

2. Геологические неоднородности и нарушения в межскважинном пространстве**	ВСП, ГДП межскважинное прозвучивание, метод пассивной геоакустики	Любые группы скважин, включающие задающие (при ГДП - работающие в циклическом режиме) и реагирующие (при ГДП – простаивающие). Исследования по специальной программе
II. КОНТРОЛЬ ЗА ВЫРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ ПРИ ВЫТЕСНЕНИИ НЕФТИ ИЛИ ГАЗА		
II.1. Определение профиля притока или приемистости, оценки состава притока		
1. Профиль (интервалы) притока жидкости*	РМЖ, ТА, ТМ	Добывающие нефтяные, водозаборные скважины. Скважины в процессе освоения. Замеры в динамике. Охват – 10% ДФ (20% – в начальной стадии заводнения), периодичность -1 год
	ТМ, ТА, замеры уровней	Добывающие газовые скважины. Скважины в процессе освоения. Замеры в динамике. Охват – 20% ДФ, периодичность – 1 год
3. Дебиты (интервальные) притока жидкости*	РМЖ Многокомпонентная смесь (нефть+вода) ухудшает точность количественных оценок	Добывающие нефтяные, водозаборные скважины. Скважины в процессе освоения. Замеры в динамике. Охват - до 10%, периодичность – от 1 года
	ТА, замеры уровней по ВЛ	Насосные ДФ, СФ при КРС

4. Дебиты (интервальные) притока газа	РМГ. Наличие жидкости в потоке снижает точность количественных оценок	Добывающие газовые скважины. Скважины в процессе освоения. Замеры в динамике. Охват – 20% ДФ, периодичность – 1 год
5. Состав интервального притока смеси жидкости (нефти с водой) включая ее обводненность*	ТА, ВЛ, БМ, ПЛ, РИ, ШС	Добывающие нефтяные скважины. Скважины в процессе освоения*. Замеры в динамике. Охват – 10% ДФ, периодичность – 1 год
6. Состав интервального притока газожидкостной смеси включая ее обводненность*	РИ, БМ, ВЛ, ТА, ШС	Добывающие нефтяные и газовые скважины. Замеры в динамике. Охват – до 10% ДФ, периодичность – 1 год
7. Структура газожидкостного потока в интервале оценки состава притока*	РМГ, БМ, ВЛ, ТА	Добывающие нефтяные и газовые скважины. Замеры в динамике. Охват – до 10% ДФ, периодичность – по обстановке
8. Гидравлические потери в лифте при потоке газожидкостной смеси в интервале оценки состава притока*	РМГ, БМ	Добывающие нефтяные и газовые скважины. Охват – до 10% ДФ, периодичность – по обстановке
9. Профиль (интервалы) приемистости воды*	РМЖ, ТА, ТМ, ШИ	Нагнетательные скважины. Охват – 30% (50% – в начале закачки)

		НФ, периодичность - 1 год
10. Профиль (интервалы) приемистости газа*	РМГ, ТА, ТМ, ШИ	Нагнетательные скважины по газу. Охват –30% (50% – в начале закачки) НФ, периодичность – 1 год
11. Расходы (интервалы) приемистости воды*	РМЖ, ТА	Нагнетательные скважины. Охват – 30% НФ, периодичность – 1 год
12. Расходы (интервалы) приемистости газа*	РМГ, ТА	Нагнетательные скважины по газу. Охват –30% НФ, периодичность – 1 год
II.2. Определение начального, текущего или остаточного нефте - и газонасыщения пласта		
1. Начальное ВНК*	ГИС, НК, ИНК, УКК, ВАК	Разведочные, осваиваемые эксплуатационные, транзитные скважины. Фоновые в статике и при очистке ближней зоны путем вызова притока. На этапе освоения, после расформирования зоны проникновения (для газоносных)
2. Начальное ГВК*	ГИС, НК, ИНК, УКК, ВАК	
3. Начальное ГНК*	ГИС, НК, временные ТМ	
7. Положение ВНК*	НК, ИНК, УКК, ВАК	Контрольные (наблюдательные) глухие скважины (100% КФ), ТФ – по необходимости, разведочные. Периодичность 3-6 мес.
8. Положение ГВК*	временные НК	
9. Положение ГНК*		
10. Текущая нефтегазонасыщен-	НК, ИНК, УКК, ВАК	

ность*		(при прослеживании фронта обводнения) до 2 лет (на завершающем этапе разработки) Строящиеся эксплуатационные скважины. На этапе освоения, после расформирования зоны проникновения (для газоносных)
11. Текущая нефтенасыщенность*	То же плюс ИНК с закачкой МВ и последующей очисткой пласта при отработке	То же, плюс добывающие нефтяные скважины (технология ИНК с закачкой МВ и прослеживанием темпа и степени очистки у отдельных толщин) – охват ДФ 3%, периодичность – по необходимости
12. Текущая газонасыщенность*	НК, ИНК (ИННК), ВАК	
13. Изменение нефтегазонасыщенности за период времени***	Временные замеры НК, ИНК	То же (100% КФ) плюс эксплуатационный фонд скважин. Охват 5%, по необходимости – ТФ
14. Изменение водонасыщенности во времени***	То же	
15. Обводнение продуктивных толщин при обсадке стеклопластиковыми трубами, количественные оценки текущей	ИК, ДК, ВИКИЗ	Скважины, оборудованные стеклопластиковым хвостовиком эксплуатационной колонны (ОФ 100%). Периодичность: от 3 месяцев (прослеживание

нефтегазонасыщенности и ее изменений*		фронта обводнения) до 2 лет (оценки остаточной нефтегазонасыщенности)
II.3. Работающие толщины пласта		
1. Работающие толщины пласта при притоке	Серия ТМ, ШС, РМ, ТА	Добывающий фонд скважин. Фоновые замеры в статике и на режимах отбора. Охват – 10% ДФ, периодичность – 1 год
2. Работающие толщины пласта при поглощении		Нагнетательный фонд скважин. Фоновые замеры в статике и на режимах закачки. Охват – до 30% НФ, периодичность – 1 год
3. Действующие толщины пласта, затронутые процессами выработки		ЭФ – свыше 10%, периодичность 1 год
4. Обводненные (обводняющиеся) толщины неперфорированного пласта	Серия ТМ, ГК (по радиогеохимическому эффекту РГЭ), ШС (ШИ), ВАК, ИНК (УКК)	То же, применение методов РК, АК – по необходимости
5. Обводненные (обводняющиеся) толщины перфорированного пласта	То же и методы оценки состава (ВЛ, ПЛ, РИ, БМ)	
6. Коэффициент вытеснения выработываемых толщин**	ИННК с закачкой МВ, УКК	Добывающие скважины. Фоновые замеры, замеры при закачке МВ, при очистке пласта от МВ на режимах отбора. По

		программе спец. исследований
	Трассирование фильтрационных потоков	По спец. программе закачка трассеров через НФ (ДФ – реагирующие)
III. ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ СВОЙСТВ ПЛАСТА		
III.1. Оценка параметров режима работы скважины и энергетических свойств пласта		
1. Устьевые: давление (буферное, затрубное и в межтрубье), температура*	Замеры во времени на замерной установке или на устьевых БМ, ТМ	Эксплуатационный фонд скважин. Еженедельные наблюдения (в том числе автономными датчиками под ЭЦН)
2. Забойное давление*	Замеры во времени БМ, в отдельных случаях – перерасчеты по устьевым давлениям или по динамическим уровням (ЭХ), замеры ГГК в НКТ с целью отбивки уровней раздела фаз в межтрубье (спец. программа)	Эксплуатационный фонд скважин. В процессе проведения ГДИС или ПГИ. Охват ЭФ – до 50% (расчетами – до 100%). Периодичность: ЭФ – 3 мес., сеть ОФ – ежемесячно
3. Пластовое давление*	Замеры во времени БМ, РМЖ, Г + БМ. Пересчитывается с отметки замера на ВНК (а.о.)	Охват ДФ – 10%, НФ – 50% (периодичность полгода), ОС – ежеквартально, ПФ – до 100%
4. Депрессия (репрессия) на	То же	То же

пласт(ы) ***		
5. Фактическая продуктивность пласта (удельная) по жидкости ***	Замеры во времени в кровле пласта БМ, РМ Ж, Г	То же для нефтяных и нагнетательных скважин
6. Фактическая фазовая (по нефти, по газу) удельная продуктивность пласта ***	То же плюс уточненная информация о фазовых дебитах	То же для нефтяных или газовых добывающих скважин
7. Динамические изменения фактической фазовой продуктивности в скважине (во времени) ***	Динамический (временной) анализ всех результатов ГДИС-ПГИ по отдельной скважине, ФХИ	Эксплуатационная скважина. Временные исследования (любая периодичность).
8. Изменения фактической фазовой продуктивности по площади (объему) залежи***	Площадной (пространственный) анализ результатов ГДИС-ПГИ для всех скважин, эксплуатируемых объект (пласт, залежь)	Фонд эксплуатационных скважин по всему месторождению. Охват ЭФ не менее 20–30%, периодичность порядка 0,5–1 года
9. Коэффициент потенциальной продуктивности пласта по жидкости***	Расчеты на основании данных о проницаемости по ГДИС, работающих эффективных толщин и реальном радиусе контура питания	Опорная сеть эксплуатационных скважин, равномерно охватывающая залежь. Охват ЭФ не менее 20–30%, периодичность порядка 0,5–1 года

10. Коэффициент потенциальной фазовой (по нефти, по газу) продуктивности***	То же плюс текущая ин формация о вытеснении нефти (газа) из пласта	То же
11. Прогноз изменения потенциальной продуктивности пласта при последующей разработке месторождения***	То же плюс гидродинамическая (фильтрационная) модель месторождения, обобщающая данные по истории разработки, ФХИ	
12. Динамика изменения температуры пласта*	ТМ в статике	ЭФ (выборочно при ПГИ), КФ - периодичность 2 раза в год
III.2. Оценки фильтрационных свойств пласта		
1. Гидропроводность дальней зоны пласта*	Замеры во времени в кровле пласта БМ	Разведочные скважины, фонд эксплуатационных скважин по всему месторождению. Охват ДФ – 10%, НФ – 20%, периодичность порядка 0,5–1 года
2. Проницаемость дальней зоны пласта (с учетом работающей (по ПГИ) эффективной толщины)*	Замеры во времени на забое БМ	То же, охват ЭФ 10–20%, периодичность 1 год, для опорной сети базовых ГДИС – 0,5 лет
3. Гидродинамические связи продуктивных	ГДП, поточечное испытание (БМ), трассирование	Эксплуатационные добывающие и нагнетательные

толщин по вертикали в дальней зоне пласта**	фильтрационных потоков	скважины. По программе спец. исследований (ГДП, трассирования)
III.3. Оценки изменения фильтрационных свойств в призабойной зоне		
1. Гидропроводность ближней зоны пласта*	Замеры во времени в кровле пласта БМ	Разведочные скважины, фонд эксплуатационных скважин по всему месторождению. Охват ЭФ - до 20%, периодичность порядка 0,5–1 года
2. Коэффициент призабойной закупоренное™*		То же
3. Скин-фактор*		
4. Коэффициент гидродинамического совершенства скважины*		
IV. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ РАБОТЫ СКВАЖИНЫ		
IV.1. Оценки работы элементов подземного оборудования (по необходимости)		
1. Срабатывание пусковых муфт (при компрессировании) *	Устьевые давления на замерной установке или ТМ, БМ	Добывающие малодебитные скважины. Исследования в процессе пуска в работу (осваиваемые, малодебитные, с КРС)
2. Герметичность пакера (способом контроля уровней над пакером)*	Устьевые давления на замерной установке, эхолокация, ШИ в динамике	Добывающие скважины (газовые или с отдельной эксплуатацией объектов). В процессе других

		исследований ПГИ-ГДИС или по специальной программе
3. Эффективность работы на сосов ЭЦН*	Дебиты по замерной установке, динамическим уровням (ЭХ), методам оценки динамических уровней в стволе (ВЛ, БМ, др.)	Добывающие нефонтанирующие скважины, оборудованные ЭЦН. Периодичность определяется мероприятиями промыслового мониторинга и технологических измерений ГДИС
IV.2. Оценки состояния продукции в стволе работающей скважины		
1. Уровень жидкости в стволе (эксплуатационной колонне или НКТ)*	ЭХ (уровни) или замеры ВЛ, РИ, БМ, ПЛ, ТА	Добывающие скважины. В процессе испытания с определением приток-состава
2. Уровни жидкости в межколонном пространстве (ЗТ)*	ЭХ, ГТК (ПЛ по рассеиванию гамма-квантов)	Добывающие скважины. В процессе ПГИ с определением «приток-состава» при отсутствии пакера
3. Фазовые уровни в стволе (эксплуатационной колонне или НКТ)*	ВЛ, РИ, БМ, ПЛ, ТИ	Добывающие скважины с многокомпонентной продукцией. В процессе ПГИ с определением приток-состава
4. Состав смеси на забое в стволе эксплуатационной колонне или НКТ)*	БМ (ГШ), ВЛ, РИ, ТМ	То же
5. Динамика изменения	ЭХ	Добывающие нефонтанирующие

уровней жидкости (работа ЭЦН)*		скважины, оборудованные электроцентробежным насосом. Периодичность определяется мероприятиями промышленного мониторинга и ГДИС
6. Интервалы разгазирования нефти в стволе при снижении забойного давления ниже давления насыщения	БМ, ПЛ, ТМ	Добывающие нефтяные и газоконденсатные скважины. Периодичность – по необходимости (при создании условий для разгазирования продукции)
IV.3. Определение межпластовых перетоков (по стволу)		
1. Интервалы (кровля-подошва) межпластовых перетоков*	Прямые замеры РМ совместно с БМ (ПЛ), ВЛ, РИ (с закачкой солевых МВ). Серия ТМ на переходных режимах с выходом на стабилизацию процесса, ШЙ, КНАМ, ИНГК с применением гидрофильных (гидрофобных) МВ.	Эксплуатационные скважины, в процессе освоения, простаивающие (в необсаженных или перфорированных участках ствола). В процессе ПГИ с определением «притока-состава» (см. охват и периодичность в соответствии с п. II)
2. Направления межпластовых перетоков*		
3. Тип флюида в межпластовом перетоке)**		
4 Дебиты межпластовых перетоков		
IV.4. Определение суммарных фазовых расходов скважины		
1. Суммарный расход стабильно работающей	Замерные установки или РМЖ (замеры вне	Добывающие нефтяные или водозаборные скважины. В процессе

скважины по жидкости*	интервалов притока на разных скоростях на спусках и подъемах), дополнительно – ФХИ (анализ проб)	ПГИ с определением приток-состава
2. Суммарный расход скважины по газу*	Замерные установки или РМГ, дополнительно – ФХИ (анализ проб продукции)	Добывающие газовые скважины. В процессе ПГИ с определением «приток-состава»
3. Суммарные фазовые дебиты газо-жидкостной продукции для стабильно работающей скважины (включая ее обводненность)*	Замерные установки или РМГ, БМ, ТМ или РМЖ (замеры вне интервалов притока на разных скоростях на спусках и подъемах), ПЛ (БМ), ВЛ, ФХИ дополнительно	Добывающие обводняющиеся нефтяные или газовые скважины. В процессе ПГИ с определением «приток-состава»
4. Суммарный расход нестабильно работающей малодебитной скважины по жидкости*	ЭХ (уровни) или ПЛ (ВЛ, БМ)	Добывающие обводняющиеся нефтяные скважины, эксплуатирующиеся в режиме на копления (подъема уровня). В процессе ПГИ с определением «приток-состава»
5. Суммарные фазовые дебиты	ЭХ (уровни) или БМ (ВЛ, ПЛ)	Добывающие обводняющиеся

газожидкостной продукции для нестабильно работающей малодебитной скважины (включая ее обводненность)*		нефтяные или газовые скважины, эксплуатирующиеся в режиме накопления (подъема уровня). В процессе ПГИ с определением «приток-состава»
V. ТЕХНИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ СОСТОЯНИЯ СКВАЖИНЫ		
V.1. Уточнение положения элементов конструкции (по необходимости)		
1. Муфты обсадных и лифтовых колонн*	ЛМ, ГГДТ, ЭМД	Обсаженные скважины. В процессе любых исследований по ПГИ
2. Траектория ствола скважины*	Инклинометрия гироскопическая	Эксплуатационный фонд скважин. Согласно плану повторной инклинометрии
3. Искусственный забой*	Шаблонирование, ЛМ, ГК	Обсаженные скважины. В процессе любых исследований по ПГИ
4. Элементы подземного оборудования (башмак НКТ, пакеры, пусковые муфты и т.п.)*	ЛМ, МК, ЭМД, ГГДТ или методами оценки притока, ТМ, ШИ в динамике	Обсаженные скважины. В процессе любых исследований по ПГИ или по спец. программе
5. Определение мест прихвата НКТ, др. оборудования*	Прихватаопределитель ПХ, ЛМ	Обсаженные скважины. В процессе ликвидации аварий (КРС)
6. Определение герметичности искусственного забоя (моста)*	Методы оценки притока в динамике на различных режимах	Обсаженные скважины. В процессе любых исследований по ПГИ

V.4. Контроль качества цементаж (по необходимости или при КРС)		
1. Наличие (полное или частичное) цемента в заколонном пространстве*	ТМ после заливки, ГГЦ, АКЦ	Фонд обсаженных скважин. Охват 100%. После выполнения цементаж
2. Содержание цемента по направлениям*	ГГЦ, АКЦ, ВАК	То же
3. Сцепление цемента с породой и колонной*	АКЦ, ВАК	Фонд обсаженных скважин. При подозрениях на негерметичность ЦК и заколонные перетоки
4. Качество цементаж колонны*	ВАК	То же
5. Негерметичности цементного кольца, создающие условия для заколонных перетоков флюидов*	В динамике методами ТМ, ШИ, ШС	ШИ, ШС. То же и в процессе ПГИ на оценку «приток-состава»
VI. КОНТРОЛЬ ИНТЕНСИФИКАЦИИ		
VI.1. Оценки эффективности очистки забоя (при ГТМ, КРС)		
1. Удаление с забоя жидкости (воды)*	ВЛ, БМ, РИ, ПЛ, ТА	Эксплуатационные скважины после проведения ГТМ
2. Удаление с забоя грязи (буровой жидкости) *	То же	То же
3. Удаление с забоя механических примесей*	Шаблонирование	

VI.2. Оценки эффективности вскрытия пласта (по необходимости)		
1. Охват продуктивного пласта перфорацией (качество и степень вскрытия пласта)*	ЛМ, ГГДТ, ЭМД, МК и дополнительно – методы оценки притока в динамике	Эксплуатационные скважины. После проведения перфорационных работ, РИР
2. Интервал установки изолирующего элемента (кольцевой пакер, «пластырь», «летучка» и т.п.)*	ЛМ, МК, ЭМД	Эксплуатационные скважины. После проведения изоляционных работ службой капитального ремонта скважин (КРС)
3. Эффективность изоляции пласта после КРС (герметичность «пластыря» в месте бывшего фильтра)	Активные способы (ГК с закачкой МВ) или методы оценки насыщения в ближней зоне (ИНК, ВАК) или ТМ, БМ и методы оценки притока (приемистости) в динамике	
4. Эффективность закачки в пласт (или его часть) полимерных герметиков*	ТМ, БМ и методы оценки притока (приемистости) в динамике, технологии МВ	Нагнетательные скважины. По программе спец. мероприятий по коррекции профиля приемистости (изоляции высокопроницаемых толщин)
VI.3. Оценки эффективности очистки призабойной зоны		
1. Эффективность свабирования (компрессирования)*	Серия ТМ, БМ	Эксплуатационные скважины. После проведения соответствующих мероприятий

2. Эффективность кислотной обработки*	НК, ТМ, методы оценки притока, ГК	То же после проведения СКО
3. Эффективность АВ воздействия на пласт (акустического) или др.*	ТМ, методы оценки притока, ШС	То же после проведения ГТМ
VI.4. Оценки эффективности воздействия на дальнюю зону пласта		
1. Эффективность гидроразрыва пласта*	ТМ, БМ, методы оценки притока, ВАК	Эксплуатационные скважины. После проведения соответствующих мероприятий (ГРП)
2. Эффективность термогидрохимических воздействий*	ТМ, методы оценки притока	То же после проведения ТГХВ
VI.5. Оценки эффективности других мероприятий по изменению технического состояния скважины		
1. Эффективность торпедирования (обрыва) колонны*	ПО, МК, ТМ, ГГДТ	Эксплуатационные скважины. После проведения соответствующих мероприятий
2. Эффективность установки цементного моста*	ТМ, методы оценки притока	То же
3. Эффективность установки взрыв-пакеров	ТМ, методы оценки при тока, ЛМ, МК, ГГДТ	
4. Эффективность ликвидации парафино-гидратных образований с помощью электрона	ЛМ, МК, ТМ, ТИ	То же

гревательных или индукционных нагревателей, механических скребков*		
VII ВЫЯВЛЕНИЕ И ОЦЕНКА ЗАКОЛОННЫХ ПЕРЕТОКОВ		
1. Интервалы (кровля-подошва) межпластовых перетоков*	Серия ТМ (на переходных режимах), ШИ, ШС, а также активные способы: ГК (с закачкой ИР или при РГЭ), ИНК (с закачкой МВ), КНАМ	Эксплуатационные, в процессе освоения (КРС), простаивающие (в необсаженных или перфорированных участках ствола). В процессе ПГИ с определением «приток-состава» (см. п. II.1, II, III) или в процессе технического контроля (см. п. V.3)
2. Пространство межпластовых перетоков**	То же. Дополнительно методы оценки профиля притока (приемистости) в стволе и оценки качества цементаци (АКЦ, ГТДТ, ВАК)	То же
3. Направления межпластовых перетоков**	Серия ТМ, МНА, КНАМ, ШС, а также активные способы: ГК, ИНК (с закачкой МВ)	
4. Тип флюида в межпластовом перетоке (включая обнаружение)	ШС, МНА, НК или ИНК – для газа, КНАМ дополнительно к	

источника поступления воды через перфорированные интервалы)*	информации ГИС по открытому стволу	
5. Дебиты межпластовых перетоков снизу (для жидкости свыше 0,5 м ³ /сут., газа 500 н.м ³ /сут.)*	Серия ТМ на переходных режимах при смене депрессии и в статике во времени – с момента остановки (спец. методики оценки)	То же
6. Дебиты межпластовых перетоков сверху (для жидкости свыше 3 м ³ /сут., газа 3000 н.м ³ /сут.)*		
<p>* – задачи, решаемые геофизическими методами без активного управляемого воздействия на скважину или пласт.</p> <p>** – задачи, решаемые на основе специальных технологий исследования при активном управляемом воздействии на объект исследований.</p> <p>*** – задачи, решаемые при анализе накопленной информации без проведения дополнительных исследований.</p>		

Геологической службе при формировании конкретных программ ПГИ-ГДИС, когда требуется конкретизация комплекса и технологии измерений, необходимо знание конкретных типов объектов исследования и вероятных условий проведения исследований (с установившимися или переходными режимами работы каждого из объектов). Условия проведения измерений в первую очередь подразумевают использование информативных возможно-стей различных технологических приемов, применяемых в комплексных исследованиях в зависимости от режимов работы скважины на всех этапах проведения ГИС-контроля [12].

В длительно простаивающих скважинах (неработающих, наблюдательных) выполняют измерения, которые сопоставляют с фоновыми замерами с целью выявления локальных аномалий, связанных с выработкой продуктивных пластов и нарушениями технического состояния ствола. Технология предусматривает выполнение замеров одиночными методами с периодичностью от нескольких недель до нескольких месяцев.

Есть особенности ПГИ скважин в стадии их освоения (не работавших ранее) и скважин КРС (длительно работавших ранее при насосной эксплуатации).

В эксплуатируемых скважинах проводят комплексы технологического, эксплуатационного и геолого-промыслового контроля. Для этой цели используют следующие технологии измерений.

В скважинах, работающих со стабильным расходом (нагнетательных, фонтанных), последовательно проводят:

- а) измерения на технологическом режиме эксплуатации;
- б) серию измерений на установившихся режимах, отличающихся депрессией на пласт;
- в) серию разновременных измерений непосредственно после прекращения эксплуатации;
- г) регистрацию на фиксированной глубине во времени кривых восстановления давления и температуры после прекращения эксплуатации;
- д) серию разновременных измерений непосредственно после пуска или изменения дебита скважины;
- е) регистрацию на фиксированной глубине во времени кривых стабилизации давления и температуры после пуска или изменения дебита.

В скважинах, работающих с нестабильным расходом (компрессируемые, свабирруемые, работающие в режиме накопления и др.), а также в осваиваемых низкодебитных скважинах, характеризующихся нестационарными условиями исследований, используют технологии:

а) регистрацию серии разновременных диаграмм по глубине в процессе изменения режима работы скважины (или ее возбуждения), а также на последующем этапе затухания притока;

б) регистрацию на фиксированной глубине кривых изменения во времени давления и температуры при пуске или изменении режима работы скважины (в том числе кривых изменения давления на забое скважины при подъеме уровня жидкости в стволе);

в) регистрацию кривых изменения во времени давления на устье скважины (на буфере, в межтрубье) и на забое;

г) фиксацию текущего местоположения фазовых уровней (уровней жидкости и раздела «вода–нефть») эхолотом или путем регистрации непрерывных диаграмм методами оценки состава флюидов в интервале перемещения уровней.

В скважинах, работающих в нестационарном режиме с нестабильным расходом (компрессируемых, свабируемых, работающих в режиме накопления и пр.), проводят весь комплекс измерений технологического, эксплуатационного и геолого-промыслового контроля. Основные составляющие технологии измерений следующие:

а) регистрация диаграмм изменений геофизических параметров по глубине на технологическом режиме эксплуатации и в остановленной скважине (при простое скважины 5–10 часов и более) с одновременной фиксацией на устье параметров технологического режима скважины (температуры, давления, дебитов газа, нефти, воды);

б) регистрация диаграмм изменений геофизических параметров во времени на серии установившихся режимов нагнетания (отбора), отличающихся депрессиями на пласты (после стабилизации параметров на каждом режиме в течение 5–10 часов и более) с одновременной фиксацией на устье параметров технологического режима (температура, давление, дебиты флюидов); в) регистрация серии разновременных диаграмм по глубине в простаивающей после эксплуатации скважине (через 0.5–2, 3–5, 7–10, 15–24 часов после прекращения эксплуатации);

г) регистрация на фиксированной глубине кривых изменения во времени давления и температуры в простаивающей после эксплуатации скважине (в период от 5–10 до 24 и более часов в зависимости от

интенсивности предшествующей работы и фильтрационных характеристик пласта);

д) регистрация серии разновременных диаграмм по глубине непосредственно после пуска или изменения дебита скважины – через 0.5, 1, 2, 3, 5 часов;

е) регистрация на фиксированной глубине кривых изменения во времени давления и температуры после пуска или изменения режима работы скважины (в период от 1–2 до 5–10 часов в зависимости от дебита скважины).

В малодебитных скважинах, работающих в режиме пульсирующего газожидкостного потока, дополнительно проводят регистрацию временных флуктуаций параметра давления и других методов изучения «приток-состава». Продолжительность цикла регистрации флуктуации составляет 10–20 минут. Измерения проводят в обособленных интервалах конструкции скважины (в НКТ, колонне выше продуктивной толщ, между основными совместно эксплуатируемыми объектами, в зумпфе при подозрении на его негерметичность) в перерывах между измерениями этих параметров в динамическом режиме в заданном интервале изучения скважины.

Дополнительные требования к условиям проведения и технологии ГИС-контроля обусловлены необходимостью получения данных разновременных измерений для их последующего сравнительного анализа и выявления на этой основе характеристик флюидов в стволе скважины, продуктивных пластов и эксплуатируемых залежей. Необходимо также соблюдение требований, связанных с контролем качества первичных данных:

а) получение начальных (фоновых) характеристик изучаемого объекта (естественной гамма-активности, нейтронных параметров, упругих свойств, естественного температурного поля, состояния обсадной колонны и цементного камня, эффективных толщин, коэффициентов пористости, проницаемости и нефтенасыщенности пород, характеризующих его до начала эксплуатации залежи);

б) регистрация при каждом исследовании положений муфт обсадной колонны, ГК или НК для привязки данных измерений;

в) определение текущего состояния многолетнемерзлых пород и конструкций скважины в интервале их залегания;

г) выполнение исследований полным комплексом методов, предназначенных для решения задачи;

д) выполнение исследований в интервале, превышающем по протяженности изучаемый объект (с целью получения данных против опорных пластов и в интервалах глубин с невозмущенными характеристиками);

е) выполнение повторного измерения по всему интервалу основной записи при условии постоянного режима работы скважины;

ж) исследования в эксплуатационных и перфорированных наблюдательных скважинах, где существует опасность избыточного давления на устье (с применением лубрикаторов);

з) согласование методики ПГИ с условиями и очередностью технологических операций в скважине.

Активные технологии применяют в скважинах, находящихся в эксплуатации, когда стандартные технологии оказываются неэффективными, и заключаются в проведении геофизических измерений в процессе активных воздействий на пласты, которые включают воздействия:

а) химические – обработки пород соляной, плавиковой и другими кислотами;

б) термические – прогрев пласта либо закачка в пласт воды с другой температурой;

в) гидродинамические – снижение и повышение уровня флюидов в скважине, методика переменных давлений;

г) закачку в исследуемые пласты меченых веществ (МВ), которые представляют собой жидкости, обогащенные искусственными радиоактивными изотопами (ИР) либо содержащие вещества с аномальными свойствами поглощения нейтронов;

д) наведение искусственной гамма-активности пород.

Последовательность операций при активных технологиях включает проведение серии измерений: фоновых – до начала воздействия, в процессе воздействия, непосредственно после

воздействия и в ходе расформирования эффектов, вызванных воздействием.

Наиболее простые и распространенные комплексные задачи ПГИ сводятся к следующим:

- 1) определение интервалов и профиля притока;
- 2) определение интервалов и источника обводнения;
- 3) определение интервалов заколонной циркуляции, перетоков флюидов;
- 4) определение технического состояния колонны;
- 5) определение текущего насыщения эксплуатируемых пластов.

Однозначность решения задачи зависит от величины дебита и степени обводненности продукции (высокие значения первого фактора и низкие второго способствуют однозначности решения задач). Другими негативно влияющими здесь факторами являются: низкая отработка скважины, несоблюдение технологии работ (например, компрессирования, если пласт оказывается задавлен заполняющей ствол жидкостью), эксплуатация одной скважиной сразу нескольких нефтяных пластов, замена технической воды на нефть при освоении скважины (трудности отбивки ВНК, если происходит перераспределение «чужой» нефти в затрубье и НКТ), сложная динамическая ситуация в распределении фаз продукции в интервалах ствола скважины и неготовность применяемого зафиксировать эти особенности потока.

Кроме того, в список практикуемых в ряде компаний задач входят работы по ликвидации гидратно-парафиновых отложений (ГПО) приборами с нагревателями на.

К сожалению, в большинстве нефтяных компаний сложилась ситуация, когда основной объем ПГИ (до 2/3) проводится в пробуренных скважинах на стадии их освоения или при проведении КРС. Еще около 30% объемов исследований – это ПГИ в нагнетательных скважинах. Удельная же доля исследований по контролю текущей насыщенности и оценкам динамики изменения ГВК-ГНК составляет не более 1-2%. Причем среди последних обычно преобладают ПГИ (на основе методов РК) в неперфорированных

интервалах с целью доразведки, а не оценки степени выработки эксплуатируемых пластов.

Во многих регионах СНГ фонтанные скважины практически отсутствуют, а большинство добывающих характеризуется низкими дебитами (до $10 \text{ м}^3 / \text{сут}$). Поэтому здесь условием выполнения исследований является возбуждение скважин одним из существующих методов.

Современные научно-технические достижения в области ПГИ-ГДИС позволяют расширить список решаемых задач промыслово-геофизического контроля. Так, появилась принципиальная возможность некоторые методы ГИС открытого ствола распространить на условия обсаженных скважин: ИК и ДК – при обсадке забоя стеклопластиковыми хвостовиками; оценки УЭС пластов через металлические обсадные колонны (типа «CHFR», хотя этот метод из-за слабой дифференциации глин и водонасыщенных пластов проблематичен при выделении коллекторов с низкими УЭС, равными 5–9 Ом·м); поточечное опробование пласта через обсадную колонну с оценкой проницаемости отдельных толщин (типа «CHDT»). С приходом на рынок западных технологий появились надежные средства доставки на забой ГС приборов ПГИ (PLT), одновременно учитывающих особенности многофазных расслоенных потоков (типа «FlagShip»). Стандартные комплексы PLT могут теперь успешно решать проблемы оценок фазовых профилей притока даже в условиях сложного по структуре газожидкостного потока (на основе многодатчиковых систем оценки состава типа «FCIT-FloView», «GHOST», а также алгоритмов решения уравнений многофазных потоков). Широко применяются методы оценки текущей нефте- и газонасыщенности, не зависящие от степени минерализации пластовых вод (УКК (C/O), ВАК). В области изучения технического состояния скважин нормой становится применение магнитоимпульсных дефектомеров и сканеров внутренней поверхности труб.

Апробированы спектральные модификации шумометрии, позволяющие разделять в скважине шумы фильтрации в поровом

пространстве пластовых флюидов, определять работающие толщины пласта, оценивать состав заколонных перетоков.

Благодаря комбинированному сочетанию информативности прямых методов исследований ПГИ-ГДИС и методов математического геомоделирования в систему ПКК могут быть введены существенные корректировки как для опорных сетей скважин, что позволяет уменьшить число скважин в опорных сетях, так и для периодичности и комплексирования методов измерения. Такие корректировки должны быть предложены в рамках подготовки «Проекта разработки месторождения» и одобрены соответствующими государственными контролирующими органами (ЦКР, ГКЗ и др.) при защите проектных документов. В отдельных случаях (при внедрении принципиально новых, более эффективных систем промыслового и геофизического мониторинга) стандартные требования по периодичности исследований скважин и их комплексированию должны быть пересмотрены в рамках подготовки новых редакций проектной документации.

На основании опыта организации ряда крупных добывающих компаний производственных систем промыслового и геофизического мониторинга разработки нефтяных месторождений (таблица 3.2) представлены минимальные требования к опорным сетям ПГИ и ГДИС отдельно по решаемым задачам.

Таблица 3.2.

**Требования к организации опорных сетей на нефтяных
месторождениях**

Категория скважин	Решаемая задача	Оцениваемые пара метры ПГИ-ГДИС	% от всего фонда скважин	% от фонда скважин по отдельной категории
Наблюдательные и контрольные (КФ) скважины (глухие)	Динамика изменения контактов и текущая нефтегазонасыщенность толщин продуктивного пласта	ВНК-ГВК, Кн.Г-тек скважины со стеклопластиковым хвостовиком	0,5–1%	около 100% от КФ
		ВНК, Кц-тек	2–3%	
		ГВК, Кг.тек	3–5%	
Скважины-пьезометры (ПФ)	Изменения статического уровня	Рт-тек – если есть связь ствола с пластом	5–10%	около 100% от ПФ
Опорная сеть эксплуатационного фонда (ЭФ) для ПГИ	Профиль и состав притока, перетоки (фонтанный ДФ)	Нраб, hade, Суммарные фазовые Q_z , интервальные фазовые Q , интервал, направление, состав и интенсивность перетока, др. критерии		20–25% от фонтанного или газлифтного ДФ
	Профиль и состав притока, перетоки (насосный ДФ)			от 20% (начало разработки) до 10% от ДФ с ЭЦН
	Профиль приемистости, перетоки (НФ)			от 50% (начало разработки) до

				30% от НФ
Опорная сеть эксплуатационного фонда (ЭФ) для ГДИС	Оценки ФЕС (фонтанный ДФ)	k, s, AQ/AP, Pш, другие гидродинамические параметры		40–50% от фонтанирующего ДФ
	Оценки ФЕС (насосный ДФ)			10–25% от ДФ (датчики под ЭЦН)
	Оценки ФЕС (НФ)			40–50% от НФ

С учетом вышесказанного предлагаются (таблица 3.3) следующие диапазоны критериев по системности организации ПГИ-ГДИС-ФХИ на месторождениях.

Таблица 3.3

Диапазоны допустимых критериев по охвату и периодичности стандартных комплексов ПГИ

Категори и скважин	Комплексы ПГИ							Сопутствующ ие	
	Профиль и состав притока	Источники обводнения, работающие толщины	Профили приемистости	Заколонные перегородки	Контроль ВНК, Кн-тек	Контроль ГВК, КГ-тек	Контроль техни- ческого состоя ния	Оценки энергетических метров Р	Базовые ГДИС (k,s)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1. Вводимые ЭФ	РВ	РВ	НЕ	РВ	НЕ	НЕ	НЕ	РВ	РВ
Системный промышленно-геофизический контроль и его комплексирование									

2.1. ДФ-фонтанные	ЗГ	ЗГ		ЗГ			НЕ	НЕ	2Г
2.2. ДФ-газлифтные	ЗГ	ЗГ		ЗГ			НЕ	НЕ	2Г
2.3. ОС Фонтанирующего ДФ	Г	Г		Г	НЕ	Г	ЗГ	ПГ	ПГ
2.4. ДФ с Н	Н Е	НЕ		НЕ			НЕ	НЕ	
2.5. ДФ ГН	Н Е	НЕ		НЕ			НЕ	НЕ	
2.6. ОС насосного Ф	2Г	2Г		2Г	НЕ		3г	2Г	2Г
4.1. НФ			ЗГ	ЗГ			НЕ	НЕ	2Г
4.2. ОС НФ			Г	Г			ЗГ	Г	Г
5. КФ		НЕ			ПГ/Г	КВ/Г	НЕ		
6. ТФ					Г/ЗГ	ПГ/ЗГ	НЕ		
7. ПФ							НЕ	КВ	
8. РФ	Р В	РВ		РВ	РВ	РВ	НЕ	РВ	РВ
9. Водо-заборные	Н Е		НЕ				НЕ	Г	НЕ

Примечание. Периодичность ПГИ и сопутствующих ГДИС: «КВ» – раз в квартал, «ПГ» – раз в полгода, «Г» – раз в год, «nГ» — раз в n лет, «КР» - при проведении КРС (после КРС, при необходимости – и до КРС), «НЕ» – по необходимости, «РВ» – разовые, .../... – до и после стабилизации обводнения.

Дополнительные требования по системности контроля вспомогательных для ГИС-контроля промышленных параметров: проведение технологических измерений ТИ (замеров, выполняемых на устье эксплуатационных скважин) – таблица 3.4;

проведение физико-химических исследований ФХИ проб продукции – таблица 3.5.

Таблица 3.4

Периодичность вспомогательных технологических измерений (замеров, выполняемых на устье эксплуатационных скважин)

Категории скважин	Промысловые технологические замеры						ГДИС		
	Дебит (расход) жидкости		Дебит газа	Обводненность продукции		Газовый фактор		Устьевые Ту и Р _у (буферное, затрубное, межтрубн)	Динамические уровни, оценки Р Заб
	до 5 т/сут	более 5 т/сут	по АР	до 2%	более 2%	при Р _{пп} >Р _{нас}			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1.2. ДФ газлифтные		ЕЖ/ЕН	ЕЖ/ЕН	ЕН/ЕМ	ЕЖ/ЕН	Г	ЕМ	ЕЖ	КВ

Примечание. Периодичность промысловых технологических измерений: РВ» – разово, «НЕ» – по необходимости, «КВ» – раз в квартал, «ПГ» – раз в полгода, «2Г» – раз в 2 года, «СП» – по специальной программе.

3.6. Решение задач системного контроля с помощью комплексных исследований

Объемы и методы промыслово-геофизических исследований определяются на значении скважины, способом и режимом ее эксплуатации, решаемыми задачами. Эффективность ПГИ определяется многократностью проведения замеров при смене условий (режимов) в скважине. Обычно для технологий ПГИ используют следующие режимы работы скважины.

1.Скважина работает со стабильным расходом, работает в режиме фонтанирования. Последовательно проводят измерения в технологическом режиме; 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 или низким дебитом в процессе освоения. 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 дебитом, измерения повторяют в технологическом режиме эксплуатации и в остановленной скважине (после 5-10 часов и более) с одновременной регистрацией устьевых 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.

Обеспечение оценок выработки запасов и их подтверждаемость.

Из всех видов ПГИ системный подход наиболее важен для исследований, направленных на оценку параметров, позволяющих в итоге давать распределения в пластах остаточных запасов углеводородов.

Перед вводом месторождения в разработку производится подсчет и утверждение в ГКЗ запасов. Затем по мере разбуривания залежей запасы углеводородов обязательно уточняются (в том числе и поблочно) с учетом информации ГИС-ПГИ-ГДИС, полученной по более плотной сетке скважин (корректируются размеры залежи, положения контуров и значения петрофизических параметров). Также на этот момент времени оценивают наблюдаемые тенденции по выработке пластов, включая данные по лабораторным исследованиям кернового материала, пластовых флюидов, результаты анализа истории разработки (накопленные отборы и закачки). В этой связи в процессе

кустового разбуривания площади рекомендуется применять расширенные комплексы ГИС (максимально приближенные к комплексам разведочных скважин); поинтервальные испытания, отбор и анализ керна в скважинах с малыми углами наклона ствола (одна скважина на куст), чтобы можно было оперативно скорректировать петрофизические зависимости, уточнить ФЕС и потенциальную энергию пластов. Угол наклона скважины должен позволять проводить исследования без применения специальных методов доставки приборов на забой. На поздней стадии разработки данная сеть скважин позволит составить более точную картину распределения остаточных запасов.

Для оценки выработки запасов, как правило, выбирают участок (объект), расположенный в зоне опытно-промышленной эксплуатации. Для такого участка по геолого-промысловым данным может быть построена гидродинамическая модель, настройка которой должна производиться с учетом всех имеющихся здесь результатов ПГИ-ГДИС. В комплексах ПГИ на этой стадии исследований должно быть предусмотрено максимально возможное применение наиболее эффективных методов (ИННК с закачками МВ, С/О-каротаж, ВАК, механическая расходометрия в комплексе с ТМ и БМ на нескольких режимах отбора, опробователи пластов, др.).

Анализ выработки проводят комплексно (при настройке гидродинамической модели по результатам ГИС-ПГИ-ГДИС, данных керновых исследований). При необходимости могут быть проведены дополнительные меж-скважинные исследования (ВСП, ГДП, трассирования МВ) с целью выявления гидродинамической связи пластов и скважин, выявления непроницаемых барьеров и выклиниваний продуктивных толщин. Средствами анализа процессов выработки могут быть профили, карты, 3D-построения.

Проведенные многочисленные специальные исследования показывают, что наиболее важной особенностью остаточных запасов нефти в продуктивных отложениях месторождениях является их прерывистость, проявляющаяся в форме залегания в виде отдельных пор (защемленная нефть) и в виде отдельных участков залежи, не тронутых разработкой (тупиковые зоны и целики нефти).

Процесс вытеснения нефти из коллекторов носит избирательный характер, обусловленный опережающим заводнением в первую очередь объектов класса ГСК. Опережающее заводнение гидродинамически связанных коллекторов, отставание в подключении к разработке прерывистых коллекторов обуславливает неравномерность охвата выработкой запасов нефти по площади их распространения, в результате чего значительные запасы нефти сконцентрированы в прерывистых коллекторах. Так, для пласта АВ 4-5 балансовые запасы по прерывистым коллекторам составляют 86,7 млн тонн нефти. По сравнению с начальными запасами в целом по пласту эта цифра не так уж велика и составляет лишь 5% от неё, но в условиях неравномерной выработки запасы нефти в прерывистых коллекторах остались практически не тронутыми разработкой.

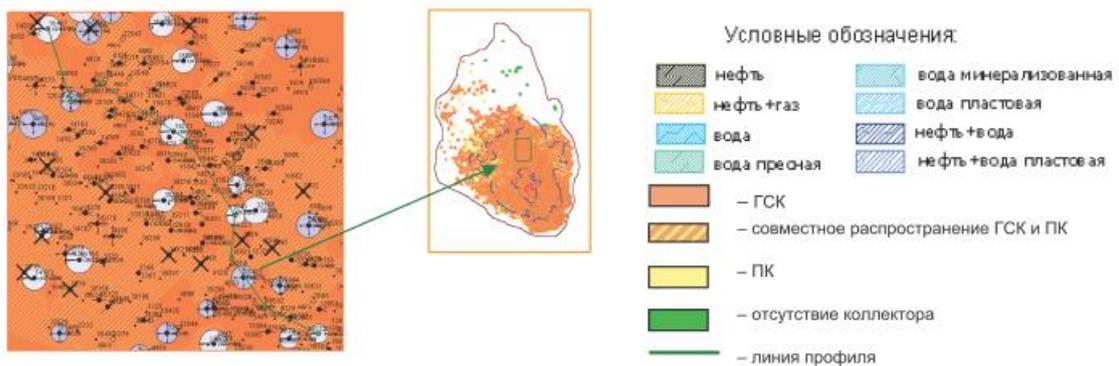
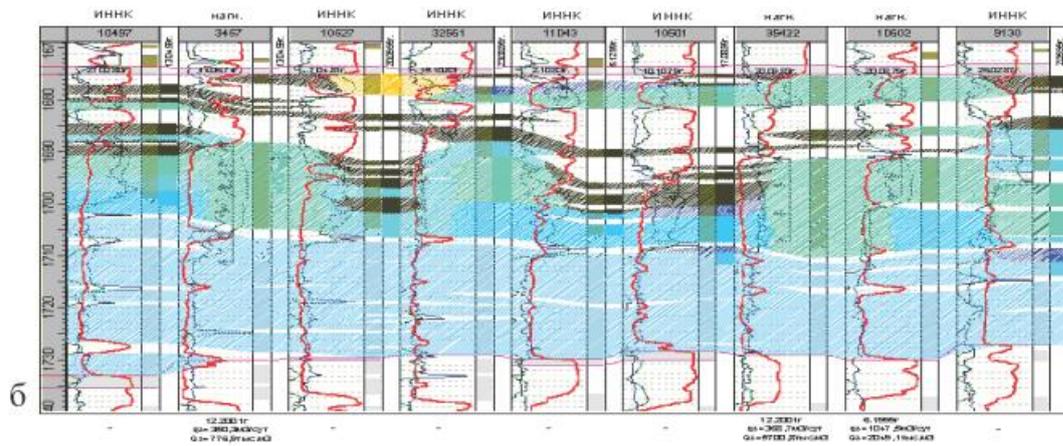
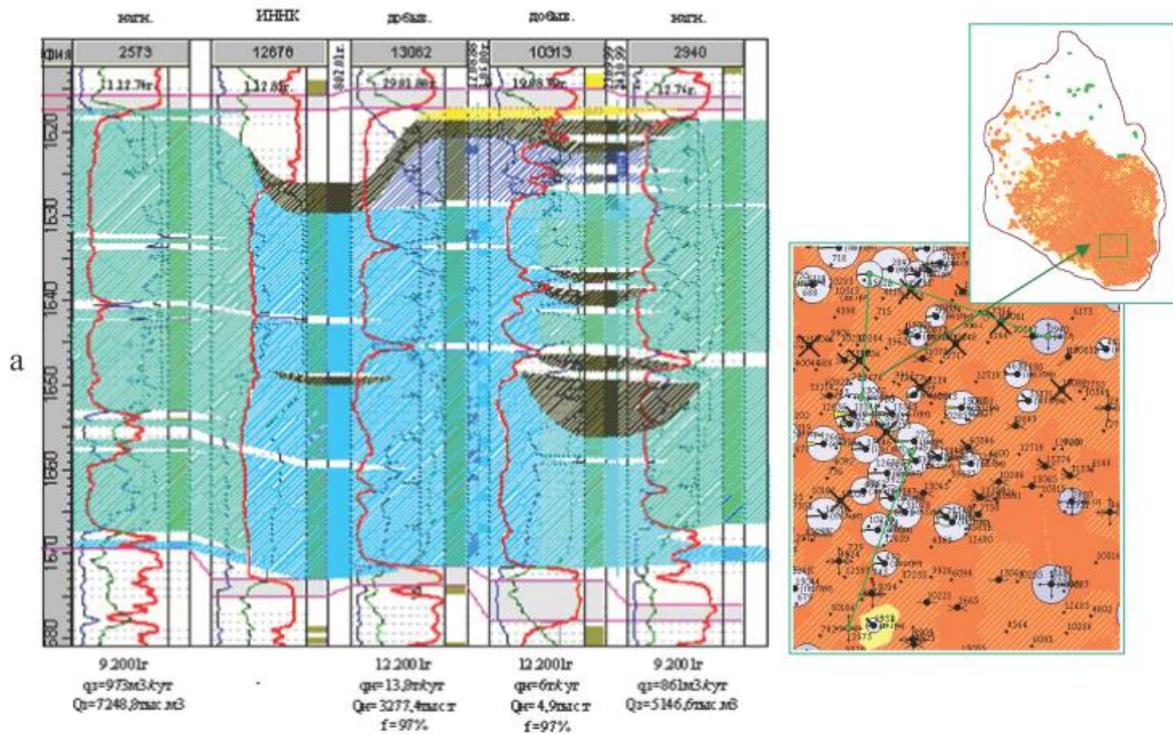
Остаточные запасы чисто нефтяной зоны в ГСК и ПК представляют собой многочисленные скопления нефти, заключенные в поровой матрице, заблокированной сетью техногенных трещин, образовавшихся в зонах ос-лабленной цементации коллектора в результате естественного гидроразрыва пласта в нагнетательных скважинах при закачке воды с повышенными давлениями нагнетания. В результате закачиваемая вода продвигается опережающими темпами по созданной системе трещин. Нефтеизвлечение из поровой матрицы осуществляется существенно меньшими темпами и представляет собой режим противоточной капиллярной пропитки, перемещающей нефть в высокопроницаемые промытые водой каналы с последующей ее транспортировкой к забоям добывающих скважин. Кроме того, для скважин, вскрывающих гидродинамически связанные коллекторы пласта АВ4-5, в силу большой величины удельных извлекаемых запасов на скважину и значительной толщины пласта, характерно существенное влияние гравитационной составляющей на выработку запасов (рис. 3.4 а). В водонефтяных зонах, приуроченных к гидродинамически связанным коллекторам, извлечение нефти сопровождается подъемом водонефтяного контакта (ВНК). Фронтальная составляющая оказывает заметное влияние лишь в непосредственной близости от нагнетательных скважин. Такой режим заводнения обуславливает рассредоточение остаточных запасов между забоями добывающих

скважин (А. А. Ручкин, 2005). Как и в чисто нефтяных зонах в условиях ГСК, характер изометрической формы поверхности кровельной части залежей нефти определяет степень компактности и размеры застойных и тупиковых зон (рис.3.4 б).

Обводнение прерывистых коллекторов подошвенной водой происходит только в прослоях, примыкающих к ВНК. Остальные пропластки работают в режиме чисто нефтяной зоны, т.е. обводняются в основном закачиваемой водой.

Характер обводнения добывающих скважин определяется геолого-физическими особенностями продуктивного горизонта, свойствами насыщающих пласт жидкостей, а также условиями разработки и состоянием призабойной зоны скважин. Предварительная идентификация причин обводнения добывающих скважин позволяет уже на начальном этапе правильно назначить комплекс промысловых исследований и вид водоизоляционных работ. По комплексу геофизических исследований можно не только определить место притока пластовой воды, но и распознать причину ее поступления в скважину.

Результаты промыслово-геофизических исследований показывают, что на экс-плуатационном объекте АВ 4-5 идет опережающее заводнение гидродинамически связанных коллекторов и отставание в подключении к разработке прерывистых коллекторов, что обуславливает неравномерность выработки запасов нефти. Перспективы извлечения остаточных запасов должны определиться детальным изучением особенностей геологического строения продуктивных пластов и применением технологий, позволяющих эффективно и дифференцированно воздействовать на разнопродуктивные интервалы разреза.



а – профиль выработки для скважин чисто нефтяной зоны;
 б – профиль выработки для скважин водонефтяной зоны.

Рис. 3.4. Профиль выработки запасов пласта АВ

Также количественно оцениваются изменения положения контактов, коэффициенты вытеснения, текущей нефте- или газонасыщенности, охвата (выработкой, заводнением), нефте(газо)отдачи:

$$\eta_{тек} = Q_{н.тек} / Q_{н.нач} = (K_{н.нач} - K_{н.тек}) / UK_{н.нач}$$

Расхождения значений накопленных по объекту объемов добытой нефти, определенных методами материального баланса и по данным ГИС-ПГИ, не должны расходиться более чем на 10–15% (иначе необходимо установить причину расхождения).

Для решения задачи о распределении остаточных запасов производят построения:

- профилей выработки запасов (для чего с учетом искривленности ствола скважины устанавливается соответствие разбивок продуктивных толщин поГИС с результатами выполненных ПГИ, оценками ФЕС пласта по ГДИС и данными по накопленным отборам-закачкам),

- карт остаточных газо- и нефтенасыщенных толщин (учитываются только толщины, в которых $K_{н.тек} > K_{н.о}$;

- карт текущей (средневзвешенной по толщине пласта) нефте(газо) насыщенности (в нагнетательной скважине принимается $K_{н.тек} = K_{н.о}$);

- карт коэффициента вытеснения подвижной нефти (средневзвешенный по толщине параметр $K_{выт.п.} = (K_{к.нач} - K_{н.тек}) / (K_{к.нач} - K_{к.о})$).

Обеспечение оценок работающих толщин, состава и профиля притока, приемистости. Оценки работающих толщин пласта могут быть выполнены при включении в комплекс ПГИ методов: ТМ, ШИ и ШС-А,Э, НК, ГК (при фиксации эффекта РГЭ) в сопоставлении с результатами РМ, ТА, опробователей. Обязательным условием такой технологии является запись параметров на технологическом (или близких к нему) режимах работы скважины.

Оценки профиля притока (приемистости) для пласта могут быть получены на основании кривых методов РМ (лучше, если они при замере обеспечивают пакеровку пространства между прибором и обсадной колонной), реже ТА (только если поток - гомогенный), а

также с использованием поточечных опробователей пласта (типа «MDT», «CHDT»).

Состав притока в скважине, эксплуатирующей (опробующей) один пласт, интегрально может быть определен по устьевому дебиту. Дифференциально состав притока оценивают косвенно (распространяя измеряемые параметры состава в стволе с возможным распределением флюидов в пласте). В измерительный комплекс обычно входят методы: БМ (оценки по градиенту давления с учетом гидравлических потерь), ВЛ, РИ, ПЛ, ТА, а также ШС (по амплитудно-частотным характеристикам). Оценки состава флюида в стволе возможны также методами НК при использовании малых зондов (доинверсионных).

Фазовые профили притока (2- и 3-фазного потока) допускается оценивать только при использовании метрологически обеспеченных датчиков: РМ, МН, ТМ и состава (например, ПЛ, РИ, ВЛ, «GHOST»). Другим обязательным условием выполнения таких оценок является применение аппаратуры, оснащенной многодатчиковой измерительной системой (несколько датчиков состава распределены по сечению потока), что позволяет определить распределение состава потока в стволе наклонных и горизонтальных скважин (дополнительно здесь используются результаты инклинометрии). Наконец, программа интерпретации должна оценивать необходимые поправки за структуру потока смеси (а для технологии с БМ-РМ - и гидравлические потери). Таким образом, измеренные датчиками состава профили истинных объемных долей продукции в стволе должны быть преобразованы в профили расходных фазовых параметров с дальнейшим их пересчетом в профили фазовых дебитов.

Источник обводнения может быть оценен, если известны профили притока фаз в отсутствие в стволе скважины заколонных перетоков. Иначе необходимо использовать методы, способные определить направление перетока (ТМ, КНАМ) и состав перетока (ШС-А,Э).

Системный характер данных исследований заключается в необходимости оценки в околоскважинном пространстве характеристик работы пласта.

Чем в большем количестве скважин будут изучены и сопоставлены с гидродинамической моделью характеристики работы продуктивных толщин, тем проще будет настроить модель и давать оптимальные рекомендации на проведение ГТМ или РИР в скважинах, работающих с нарушениями.

Обеспечение оценок заколонных межпластовых перетоков.

Основной способ выявления и оценки заколонных перетоков флюидов - серия замеров ТМ на режимах (включая статику). Оценивают как видимые изменения градиента термограмм, так и эффекты инверсии в локальном интервале при восстановлении теплового поля к геотермическому [49]. На качественном уровне относительно просто по форме термоаномалий определяют направление перетока.

Программы интерпретации таких данных, дающих количественные оценки расхода перетока, основаны на решении упрощенного уравнения теплопроводности в скважине, учитывающем как влияние тепловых свойств флюида, вмещающих пород и конструкции скважины, так и эффект тепло-переноса, вызванный движением масс флюида при перетоке. Для заколонных перетоков снизу предел чувствительности данной методики с использованием многорежимных записей ТМ для газа - порядка $500 \text{ н.м}^3 / \text{сут}$, для жидкости - порядка $0,5 \text{ м}^3 / \text{сут}$. Для заколонных перетоков сверху соответственно: для жидкости критический расход – свыше $3 \text{ м}^3 / \text{сут}$, а для газа – свыше $3000 \text{ н.м}^3 / \text{сут}$) [49].

Количественные оценки интенсивности и состава перетока возможны также с помощью метода спектральной акустической и электромагнитной шумометрии. Обрабатываются амплитудно-частотные спектры обоих типов шумов, измеренные индивидуально для каждой точки глубинного профиля (исходный результат измерений – волновые картины). По пиковым частотам оценивают шумы, вызванные перетоком (с учетом возможного размера каналов в негерметичном цементном пространстве). По спектрам электромагнитной шумометрии (в сравнении с сигналами акустической спектральной шумометрии) разделяют шумы, вызванные заколонным движением во ды, от шумов фильтрации нефти и газа. Кроме того,

заколонные движения воды интенсивностью выше 5 м/сут могут быть разделены при использовании прибора, имеющего прямой (50 см) и обратный (25 см) зонд метода наведенной активности по кислороду (типа КНАМ), а также при использовании МВ или ИР (по показаниям НК или ГК), если технологией исследований предусмотрена закачка активированного флюида в скважину с негерметичным ЦК.

Системный характер данных исследований состоит в необходимости выявления заколонных циркуляций (особенно с большими расходами) как можно в большем количестве объектов, где они имеют место. Это позволит своевременно принять меры по проведению РИР с целью ликвидации выявленных перетоков и учесть при гидродинамическом моделировании существующие между залежами массопереносы флюидов.

Обеспечение оценок фильтрационно-емкостных свойств и энергетики пласта. Совместно с комплексами ПГИ могут выполняться исследования по методике ГДИС. Результаты этих измерений помогают оценить в скважинах текущие режимы работы пласта, его продуктивность, наличие скин-фактора (зон кальматации или трещин) в ближней зоне, а также выйти на оценку проницаемости дальней зоны, определить пластовое давление, а при длительном замере даже и тип резервуара во круг скважины. Все это делает технологии ГДИС незаменимыми при мониторинге эксплуатации пласта и скважины.

3.7. Планирование и организация системы мониторинга разработки месторождения

Одной из целей системных исследований пластов и скважин является учет уже полученных ранее результатов ПГИ-ГДИС при составлении программ последующих исследований. Таким образом, оптимально, если на сервисном и добывающих предприятиях при планировании новых исследований действует эффективная обратная связь, учитывающая результаты ПГИ как в конкретных скважинах, так и с учетом всей системы геомониторинга.

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.

Выбор скважин для проведения комплексов ПГИ-ГДИС осуществляется с учетом особенностей распределения коллекторов и типов разрезов, расположения нагнетательных скважин, доступности скважин для исследований. Так, для исследования глубинными приборами доступны в основном фонтанные и газлифтные скважины, а скважины с ЭЦН и ШГН требуют определенной корректировки в конструкции ГНО.

Вследствие опасности прихвата приборов, исследования скважин приборами повышенных габаритов (при соотношении диаметра прибора к внутреннему диаметру колонны свыше 1:2 и при длине прибора свыше 5 м) в интервалах ствола с углами более 30° могут быть ограничены (решение о проведении ПГИ принимается индивидуально в зависимости от технического состояния ствола конкретной скважины и по результатам соответствующего шаблонирования). В ГС стандартный комплекс ПГИ малоэффективен и требует привлечения специальных технических и технологических средств.

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

Периодичность исследований каждой залежи может отличаться и устанавливается по результатам, которые были получены для сходных месторождений, либо благодаря имеющемуся объему информации. Периодичность исследований во времени, в зависимости от сложностей геологического строения, может меняться. Минимальная периодичность исследований по основным задачам ГИС-контроля приведена в таблицах 10.3–10.5. 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, ПГИ, ГДИС, анализ керна, проб нефти и пр.), выполняемых в зависимости от поставленных задач.

Планирование комплексного контроля разработки промышленными и геофизическими методами производится в соответствии с техническим заданием утвержденных в установленном порядке проектных технологических документов, которые согласно вываются с органами Ростехнадзора РУз, проектной организацией, добывающей компанией и ее территориальными производственными предприятиями.

Техническое задание включает:

- обоснование целей и задач контроля за разработкой на лицензионном участке;
- обоснование опорных сетей (с указанием номеров скважин, базовых комплексов и технологий ПГИ-ГДИС, принятых с учетом стадии разработки);
- обоснование периодичности базовых исследований в скважинах ОС;
- обоснование объемов базовых и прочих исследований комплексами ПГИ-ГДИС;
- обоснование необходимых непрофильных исследований (промысловых, ГХИ);
- требования по авторскому надзору со стороны проектной организации.

Разработчики технического задания обязаны принимать непосредственное участие в контроле за выполнением их требований по различным направлениям исследований, равно как и супервайзерская служба добывающей компании. Работы по промыслово-геофизическому контролю разработки на месторождении организуются территориальными производственными предприятиями добывающей компании (ТПДН). Для проведения как скважинных, так и лабораторных исследований помимо подразделений добывающей компании могут привлекаться на условиях подряда специализированные сервисные организации («исполнитель»,

«подрядчик»), имеющие лицензию Госгортехнадзора на право ведения соответствующего вида деятельности и удовлетворяющие по качеству исследований «заказчика». Мероприятия ПГИ-ГДИС-ГИС-ПВР проводятся на основе договоров или контрактов, в которых должны быть оговорены все условия, связанные с выполнением этих работ. Ежегодно в рамках бизнес-плана геологическая служба «заказчика» на основе технического задания составляет планы проведения ПГИ и ГДИС не только для опорной сети скважин, но и для всех остальных объектов.

Перед началом выполнения ПГИ сервисная компания должна получить от «заказчика» надлежащим образом оформленную заявку на исследования скважины с указанием всей необходимой для подготовки к исследованиям информации. При отсутствии каких-либо данных, предусмотренных в форме заявки, сервисная компания имеет право потребовать от заказчика их оперативного предоставления и задержать начало выполнения ПГИ. Если заявка была принята без предоставления в ней полной информации об объекте, сервисная компания сама несет ответственность за правильность выполнения ПГИ.

Заявка на ПГИ вместе с заключением и геофизическим планшетом входят в пакет обязательных документов, необходимых для документирования по каждому из исследований. Дополнительно к этому пакету должны быть приложены акты, устанавливающие причину невыполнения различных видов измерений в скважине. Работы по ГИС-ПГИ-ГДИС-ПВР должны проводиться в присутствии представителя «заказчика». Кроме того, к указанным мероприятиям может привлекаться оборудование или персонал (для вспомогательных работ) «заказчика», если это оговорено технологией полевых работ (при этом общее руководство совместных работ возлагается на «исполнителя», а привлекаемые работники должны пройти необходимый инструктаж по безопасному ведению работ).

Если для проведения исследований и геофизических работ на скважинах «заказчиком» одновременно привлекаются представители сразу нескольких подрядных компаний, то общая координация должна

возлагаться на представителя «заказчика», который обязан обеспечить дополнительные меры промышленной безопасности на объекте.

Согласно Государственного закона «О недрах», «Все работы, связанные с повышенной опасностью при пользовании недрами, проводятся на основании лицензий на соответствующий вид деятельности». Сервисные организации при выполнении исследований и работ на скважинах должны руководствоваться требованиями и положениями действующих на территории проведения работ нормативных документов по технике промышленной безопасности.

Все ГИРС должны быть обеспечены сертифицированным оборудованием, геофизическим кабелем, скважинной и наземной аппаратурой, технические характеристики которых удовлетворяют геолого-техническим условиям в бурящихся и эксплуатируемых скважинах. В исключительных случаях с разрешения «заказчика» допускается использование опытно-экспериментальных образцов и скважинного оборудования. Расстановка техники и оборудования на кустовой площадке должна производиться «исполнителем» в строгом соответствии со схемами, утвержденными «заказчиком».

При проведении ГИРС в условиях нахождения скважины под давлением в комплект скважинного оборудования должны входить лубрикаторы (испытанные под соответствующим давлением), монтаж и работа которых обеспечивается «исполнителем» с предоставлением ему при необходимости специального грузоподъемного агрегата.

Спуск и подъем кабеля должен сопровождаться контролем глубины, натяжения кабеля и соблюдением технологически оправданной скорости.

Представитель «заказчика» вправе потребовать от «исполнителя» строгого выполнения требований по обеспечению безопасности работ на скважине, пожарной безопасности, охраны окружающей среды, промышленной санитарии, а при необходимости – запретить дальнейшее выполнение ГИРС.

Аварийные ситуации разрешаются при взаимодействии «исполнителя» геофизических работ с «заказчиком» согласно условиям договорных документов с привлечением технических средств и той, и другой стороны.

«Исполнитель» (подрядная организация) при проведении ГИРС ответственен за: своевременное оформление, согласование и утверждение у «заказчиков» необходимых заявочных документов, обеспечение работ специальными техническими средствами, выполнение всех требований соответствующих нормативных документов.

«Заказчик» ГИРС ответственен за: предоставление сервисной организации всей необходимой геолого-технической документации об объекте и его текущем состоянии (включая полностью заполненную заявку), обеспечение своевременной подготовки скважины и кустовой площадки к планируемым исследованиям согласно требованиям действующих технологических норм), контроль за проведением ГИРС в соответствии с требованиями по безопасности работ и охраны окружающей среды.

ГИРС разрешается выполнять только после подготовки территории и ствола скважины, что должно быть задокументировано двусторонним актом представителями «заказчика» и «исполнителя» (соответствующие требования по подготовке скважин и порядок их проверки к готовности изложены в нормативных документах: Правила ГИРС-99, РД 153-39.0-072-01[26].

Полученные при исследованиях первичные материалы ПГИ, ГДИС, ГИС являются собственностью добывающей компании («заказчика») и не могут использоваться или тиражироваться без ее разрешения.

Сервисная компания, производящая измерения, обязана выполнить первичную обработку материалов (увязка, редактирование и т.п.), что необходимо для проведения дальнейшей интерпретации. Если программой работ предусматривалась также выдача исполнителем заключения по оперативной интерпретации, то оно должно быть передано в комплекте с исходными материалами. Кроме того, «исполнитель» может быть привлечен «заказчиком» к интерпретации (особенно когда выполнялись специальные программы исследований нестандартной аппаратурой или по новым технологиям).

Обработка данных выполняется исключительно на компьютерах с документированием результатов в цифровом виде, а при

необходимости - и на бумажных носителях («твердые копии»). Количество экземпляров материалов исследований, передаваемых «исполнителем» (или «соисполнителем») работ на бумажных носителях, предварительно согласовывается с заказчиком.

Применяемые при обработке и интерпретации программные средства должны быть многократно адаптированы, заранее согласованы с «заказчиком» и супервайзером компании, иметь лицензионное удостоверение или быть сертифицированным в госорганах РУз.

Не допускается применение устаревшего программного обеспечения, не обеспечивающего сохранение конечных результатов в общепринятых стандартных формах (LAS, XLS, JPEG, TIFF, GIF, BMP и т.п.).

Документирование цифровых массивов и результатов интерпретации по методам ПГИ-ГДИС в обязательном порядке производится в базе данных ГДИС-ПГИ).

Рекомендуется проводить интерпретацию стандартных данных технологических, базовых и экспресс-исследований ТИ-ГДИС-ПГИ в соответствующих системах специализированных АРМов непосредственно силами сотрудников добывающей компании. Эти же специалисты должны оценивать качество исходных материалов и полноту выполнения программ ПГИ-ГДИС.

Окончательное заключение о полноте и качестве передаваемых «заказчику» результатов выполненных ПГИ-ГДИС может быть выдано супервайзерской службой добывающей компании либо специализированным подразделением компании, ответственным за анализ и обобщение материалов (в том числе и накопленных в БД) с целью обоснования и информационного обеспечения «Проекта разработки» или другого проектного документа по месторождению.

Стандартное заключение по результатам комплекса ПГИ-ГДИС (направленных на решение задач оценки характеристик работы пластов и скважины) должно содержать данные о:

- интервалах притока (отдельно по каждой фазе);
- параметрах работы фильтра (работающих толщинах);
- профилях притока (приемистости) жидкости или газа;

- пластовом давлении;
- величине депрессии (репрессии);
- гидропроводности, текущей проницаемости, фазовой продуктивности;
- неоднородности объекта эксплуатации (скин-факторе, степени вскрытия);
- плотности флюидов в стволе скважины и объемной доле каждого флюида в смеси, заполняющей ствол скважины.

При оценке результативности ГТМ в заключении необходимо отразить как результаты определения эксплуатационных характеристик пласта, так и эффективность проведенных мероприятий по интенсификации притока нефти: увеличение дебита (удельного дебита), порядок изменений скин-фактора, степень вскрытия, восстановление проницаемости в ПЗП, параметры трещины ГРП и др.

4. МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ ЗА РАЗРАБОТКОЙ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

4.1. 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.

4.1.1. 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 20 г/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%.

4.1.2. 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 (термо-электрические 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 ГПИ-1М, ГПИ-3, ГПИ-3М), диэлектрическую проницаемость (влажмеры типа ВГД-2, «Кобра-36», беспакерные влажмеры), вязкость (вибрационный вискозиметр ВВН-2), удельную проводимость (индукционный резистивиметр РИС-42) и т.д.

4.1.2.1. Влажометрия

Для выделения интервалов поступления воды в скважину широко применяются диэлькометрические влажмеры, 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 детальных – 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 150⁰ С.

4.1.2.2. 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 0 С. 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.

4.1.2.3. 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-плотномера (ГПП) 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 (ГПП-1, ГПП-2 диаметром соответственно 42 и 32 мм) и глубинно-насосных скважин через межтрубное пространство (ГПП-3 диаметром 25 мм) в настоящее время применяется в комплексе (с механическими дебитомерами 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. 5. Методы контроля за разработкой нефтяных месторождений 33

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.

4.1.3. 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 $0.05^{\circ}\text{C}/\text{см}$.

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 слабоработающих перфорированных пластов;
- выявление заколонных перетоков из неперфорированных пластов;
- определение притоков в скважину из мест негерметичности обсадной колонны.

4.1.4. 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.

4.1.5 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.

4.1.5.1. 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 м³/сут, беспакерных – 20 м³/сут;
- коэффициент нелинейности – не более ± 3%;
- погрешность в измерении скорости турбинки ± 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 ± 20%.

4.1.5.2. Термокондуктивная расходометрия

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 ΔK (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 м³/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 нефте-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 $R_{заб} < R_{нас}$) 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 $\pm 0.2^{\circ}$ С;
- тепловая инерция датчика – не более 10с;
- скорость измерения не более 200 м/ч;
- запись ведется как по точкам, так и непрерывно.

4.1.6. Испытатели пластов

4.1.6.1. 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 неколектора (типа флиша), а также в трещинных и кавернозных коллекторах.

4.1.6.2. 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 кольтирующих 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.

4.1.7. 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.

4.1.8. 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.

4.2. 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 нефтегазо-насыщенности в промытой зоне;
- выявление гидродинамической связи между отдельными пластами по площади;
- определение скорости и направления фильтрации закачиваемого раствора.

4.2.1. 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 выбираются 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 иод-. 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.

4.2.2. 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 фильтрата (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.

4.2.3. 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 имидозольного ряда: имидозалин и т.д.

Эта технология может применяться на любых месторождениях. Единственное ограничение по температуре – не более 70°C. Объем

пробы 0.3-0.5 л, срок хранения при температуре до 25⁰С несколько месяцев.

4.3. Лабораторные методы контроля за разработкой месторождений

4.3.1. 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-І».

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 АВ 1 , АВ 2-3 , АВ 4-5, БВ 8, БВ 10 по ванадию, никелю, кобальту и некоторым другим элементам имеют максимум для АВ 4-5 и минимум для БВ 10 . 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.), рентгено-радиометрический (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-I». 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-1» получены для всех залежей и площадей и ряда других месторождений.

Промышленное опробование элементного анализа с применением технологии «НЕФТЬ-1» 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 нефтескважин 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-I» 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-I» использовать его на месторождениях, где он эффективен, при условии его выборочного контроля по элементному анализу.

4.3.2. Метод $K_{сп}$

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 – $K_{сп}$, который зависит от содержания в нефти окрашенных веществ (смола, асфальтенов). Определение $K_{сп}$ производится быстро и точно по небольшим (несколько см³) пробам нефти, отбираемой на устье скважины.

По площади $K_{сп}$ изменяется, довольно плавно, в пределах определённого диапазона и подчиняется определённой закономерности. В многопластовых объектах наблюдается часто

скачкообразное изменение $K_{сп}$ по разрезу (по пластам). Каждому пласту соответствует свой диапазон изменений $K_{сп}$ по площади. Это позволяет использовать $K_{сп}$ для решения таких задач как выделение работающих пластов, соотношение дебитов нефти по пластам, направление фильтрации.

5. 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 120⁰ С. 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 3700 м.

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

Состав и построение комплекса ГИС-контроль определяются поставленной задачей, типом и техническими данными измерителей, условиями эксплуатации, конструкцией скважины и установленным оборудованием.

5.1. Стационарно устанавливаемые комплексы ГИС

Комплекс ГИС-контроль, предназначенный для стационарной установки в скважине, используется в скважинах со стабильным режимом эксплуатации. При этом обычно выбирается вариант комплекса, выполняемый на автономных скважинных приборах с

минимальным набором измерительных каналов: **автономные термометры-манометры**. Они подвешиваются в скважине на проволоке, крепятся на спускаемом оборудовании или устанавливаются на якорь. Измеренные данные сохраняются в самой аппаратуре и выдаются потребителю по его требованию, обычно во время выполнения плановых работ КРС.

В скважинах, которые находятся в переходном режиме эксплуатации, например в процессе обводнения, с резкими изменениями измеряемых параметров, для стационарной установки в скважине может использоваться кабельный вариант комплекса, выполняемый **на кабельных скважинных приборах**. Такой комплекс может иметь большое количество измерителей различного назначения в требуемой конфигурации.

Информация с таких устройств может быть поставлена потребителям в режиме on-line либо непосредственно из скважины, либо в виде пакета данных за выбранный интервал наблюдений, обычно – из долговременной памяти наземного регистратора. Геофизический кабель, являющийся линией связи между прибором и наземным устройством, может крепиться к колонне НКТ.

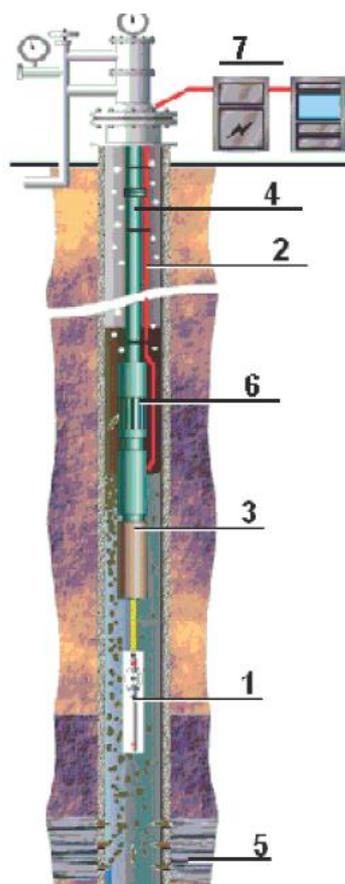


Рис. 5.1.1. Мониторинг стационарной связкой приборов

В скважинах с УЭЦН может использоваться иной канал для передачи данных: силовая цепь электромотора. Для таких устройств выпускается **специализированная скважинная аппаратура**, которая стационарно устанавливается ниже входа в добывающее оборудование.

Типичным примером такой системы может служить аппаратно-программный комплекс непрерывного контроля работы УЭНЦ и продуктивных пластов «СПРУТ» производства ОАО НПФ «ГЕОФИЗИКА» (г. Уфа) и ОАО «ИРЗ» (Ижевский радиозавод).

Комплекс построен на промышленно выпускаемых комплексных скважинных приборах типа «САКМАР», «АГАТ», которые включают в себя:

- измерители температуры и давления в фиксированных точках скважины;
- индикаторы содержания нефти в воде (влагомеры);
- турбинные датчики дебитов.

Скважинный прибор 1 (рис. 5.1.1) соединен с погружным блоком телеметрии 3, через который измеренные данные поступают в насос 6 и по силовому кабелю 2, закрепленному на колонне НКТ, 4 направляются на регистратор, находящийся в станции управления 7.

Прибор находится выше продуктивного пласта и измеряет информацию о потоке в данной точке.

5.2. Технология ГИС в процессе эксплуатации ГИС в газовых скважинах

В газовых скважинах проблема проведения ГИС в процессе эксплуатации не стоит, поскольку скважина эксплуатируется без насоса. Единственное препятствие для таких работ: наличие клапана-отсекателя. Оно преодолевается стандартной операцией: его снятием.

Технология предварительного спуска в нефтяных скважинах
Технология предварительного спуска прибора применяется в нефтяных скважинах, эксплуатируемых насосным способом (рис. 5.2).

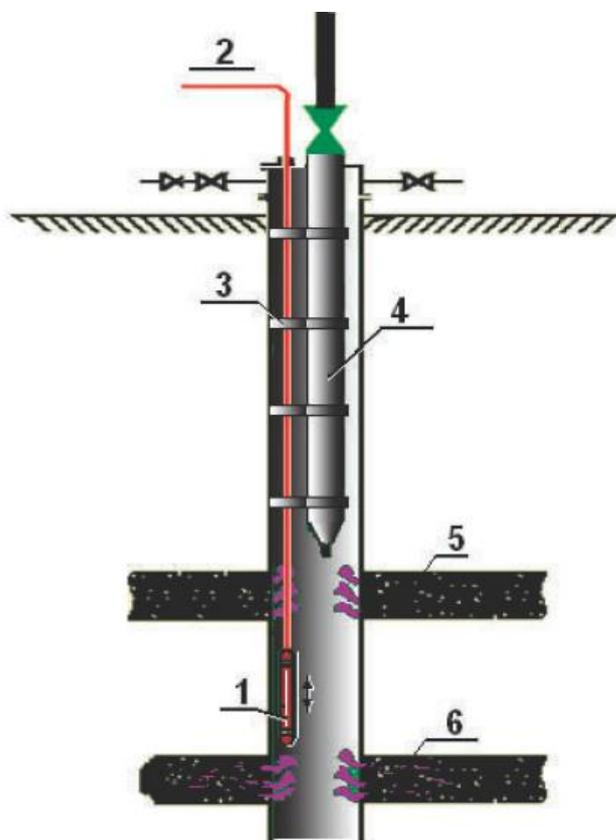


Рис. 5.2.1. Технология предварительного спуска прибора

Скважинный прибор 1 спускается в скважину одновременно со спуском НКТ и насосом 4. С помощью специальных фиксаторов 3 НКТ отодвинуты от стенки колонны, в специальные «пазухи» фиксаторов заведен геофизический кабель 2, что позволяет ему беспрепятственно ходить вверх-вниз, обеспечивая проведение исследований в интервале продуктивных интервалов 5 и 6.

Прибор находится постоянно в скважине. ГИС на спуске/подъеме проводят по требованию Заказчика.

5.2.1. Технология байпасного спуска

Данная технология применяется в нефтяных скважинах, эксплуатируемых насосным способом, в которых предусмотрена специальная байпасная система для спуска прибора в скважину.

Ее суть заключается в том, что насос 1 в НКТ 2 сдвинут относительно труб, а освободившийся проход 3 используют для прохода скважинных приборов до забоя (рис. 5.2.2).

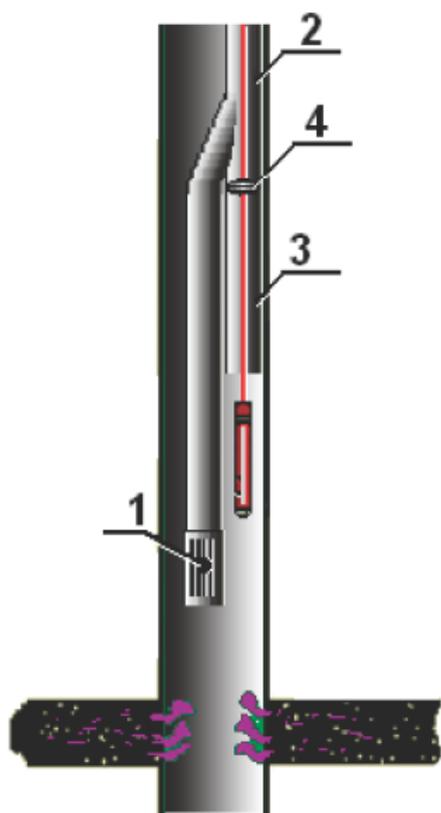


Рис. 5.2.2. Технология байпасного спуска прибора

В режиме эксплуатации байпас заткнут пробкой. Для обеспечения проведения исследований останавливают скважину, вынимают пробку из входа в байпас, по НКТ и байпасу на кабеле спускают скважинный прибор с пробкой 4, сквозь сальник которой проходит кабель. После спуска прибора под насос пробка на кабеле закрывает байпас, и скважина вновь запускается в работу. Эта технология (Y-tool system) позволяет проводить исследования непосредственно на рабочих режимах скважины.

5.3. Стандартная технология проведения ГИС

Специализированные каротажные партии базируются на стационарных объектах, где проводится ремонт и профилактика оборудования и измерительных устройств, организуется прием заданий на проведение ГИС и передача полученных результатов. Выполнение работ происходит с непосредственным выездом на скважину. Кроме каротажной партии в работах на скважине могут принимать участие другие основные и вспомогательные структуры.

Спуск/подъем скважинных приборов в газовых скважинах производится через НКТ с применением лубрикатора.

В нефтяных скважинах технология проведения ГИС определяется скважинным оборудованием.

Если скважина работает в фонтанирующем или газлифтном режиме, имея спущенное оборудование, состоящее только из НКТ, спуск/подъем скважинных приборов производится так же, как в газовых скважинах.

Если добыча нефти производится с помощью насосов, то их демонтируют. ГИС проводят либо по вновь спущенным НКТ, либо по колонне.

В последнее время развитие техники и технологии позволило изготовить комплексный скважинный прибор весьма малого диаметра и небольшой длины. С таким измерителем ГИС проводят, спуская скважинный прибор по межтрубью. Соответственно, здесь к оборудованию предъявляют особые требования в части доставки прибора в скважину. В частности, в технологии спуска по межтрубью используют скважинный прибор диаметром не более 28

мм и геофизический кабель повышенной жесткости, например с тройной повивкой.

Комплект оборудования для проведения ГИС на кабеле. Минимальный комплект оборудования включает в себя (рис. 5.3.1):

- скважинный прибор аппаратуры 1;
- кабельный наконечник 2, соединяющий прибор с кабелем 3;
- датчик меток глубины 4;
- датчик магнитных меток на кабеле;
- датчик натяжения кабеля;
- подъемник, на барабан 5 которого наматывается кабель;
- электрический коллектор 6;
- наземный регистратор 7 и визуализатор 8.

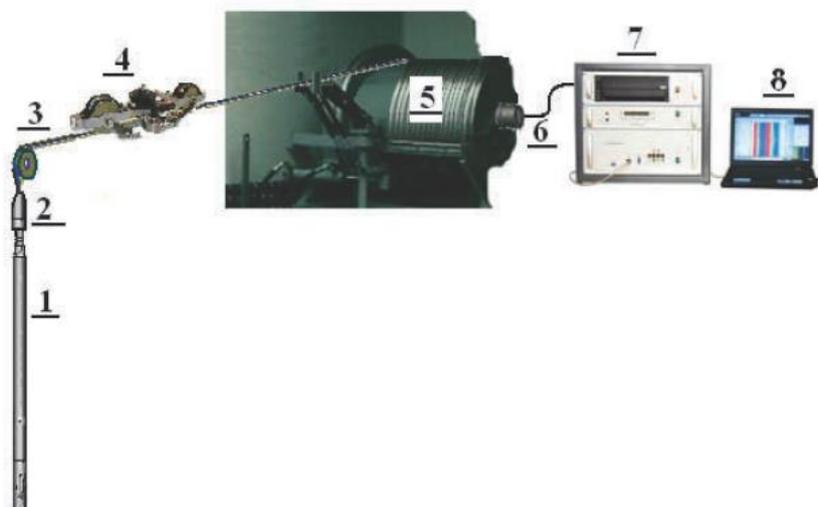


Рис. 5.3. Комплект оборудования для проведения ГИС

5.3.1.Кабельный наконечник

Кабельный наконечник предназначен для оперативного герметичного присоединения скважинных приборов к геофизическому кабелю.

Конструкция кабельного наконечника показана ниже (рис. 5.3.2).

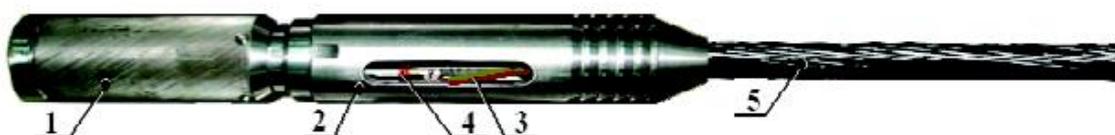


Рис. 5.3.2. Наконечник кабельный

Ручка-гайка 1 предназначена для резьбового соединения со скважинным прибором. Внутри нее находится разъем с гнездовым контактом, в который при накручивании ручки на верхнюю часть скважинного прибора (на кабельную головку) входит штырь ответного контактного гнезда.

Внутри защитного фонаря 2 установлена конусная изолирующая свеча 4, соединенная с штыревым контактом наконечника, к которой припаяна центральная жила кабеля ЦЖК 3. Оплетка кабеля 5 внутри фонаря жестко зафиксирована механически. Соединение выдерживает все нагрузки, возникающие в процессе геофизических работ, и является местом соединения с «земляной» жилой питания скважинного прибора.

5.3.2. Датчик меток глубины

Датчик меток глубины предназначен для формирования сигнала, показывающего величину пути и направление перемещения геофизического кабеля, сходящего или накручиваемого на барабан подъемника (рис. 5.3.3).

Датчик работает следующим образом.

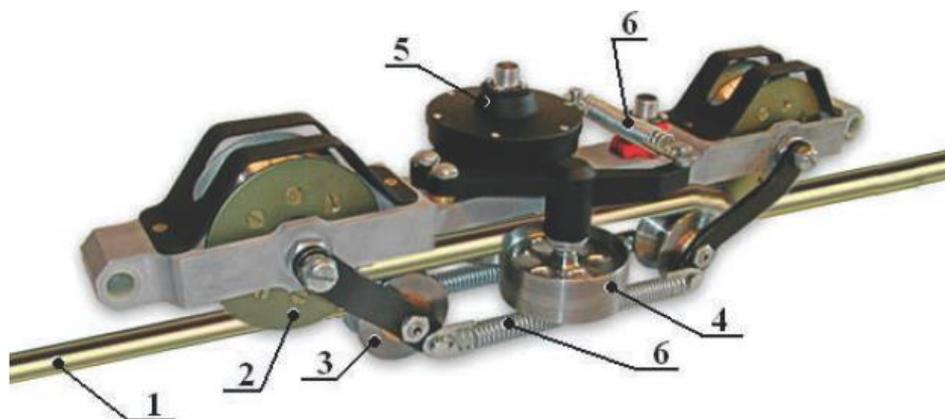


Рис. 5.3.3. Датчик меток глубины ЛОТ

Геофизический кабель 1 пропущен сквозь две направляющие пары роликов 2 и 3 с обеих сторон датчика. Зафиксированная часть кабеля обжимается парой измерительных цилиндрических роликов 4, поворот которых пропорционален пройденному кабелем пути. Вращение одного из роликов измеряется энкодером 5, показания которого используются для расчета положения скважинного прибора.

Система пружин 6 поджимает ролики к кабелю, уменьшая их проскальзывание и, соответственно, уменьшая ошибки измерения глубины спуска/подъема.

5.3.3. Датчик магнитных меток кабеля

Пользуясь тем, что броня геофизического кабеля обладает свойством намагничиваться, в технологии проведения спуско-подъемных операций предусмотрены операции контроля глубины по меткам на кабеле.

С помощью намагничивающего устройства на кабель наносят одиночные магнитные метки через 10 м, двойные метки – через каждые 100 м, тройные – через каждые 1000 м (полярность меток – SNNS).

Чувствительный к магнитному полю датчик считывает магнитные метки с кабеля, когда метка воздействует на него северным полюсом. Метки записываются в файл регистрации и используются для предварительной взаимной увязки по глубинам каротажных диаграмм, полученных различными приборами в разное время.

5.3.4. Датчик натяжения кабеля

Конструкций датчика натяжения кабеля довольно много. Наиболее наглядно принцип его действия проявляется в варианте, когда датчик устанавливается на верхнем подвесном ролике, и он измеряет растягивающую силу (рис. 5.3.4).

Возможна установка датчика натяжения на нижний ролик. В последнее время эти датчики начали конструктивно совмещать с датчиками глубины, устанавливая их непосредственно на кабель.

5.3.5. Подъемник

Подъемник предназначен для перемещения геофизического кабеля по скважине с сохранением присоединения скважинного прибора к регистратору.

Подъемник включает в себя:

- барабан, на который накручивается кабель;
- двигатель, вращающий барабан;

– коллектор, обеспечивающий непрерывный контакт жил кабеля, вращающихся одновременно с барабаном, с неподвижными контактами цепи питания наземной части аппаратуры.



Рис. 5.3.4. Датчик натяжения кабеля

Барабан оборудован водильником, укладывающим витки кабеля, ручным тормозом. Барабан установлен в автомобиль и вращается от его двигателя (механический привод). Управление движением кабеля производят рычагами и педалями, дублирующими аналогичные средства управления самого автомобиля.

В подъемнике может использоваться электрический привод, в котором барабан вращается от электродвигателя. Обычно при этом для управления приводом используют тиристорные преобразователи.

Для контроля технологии спускоподъемных операций в кабине, откуда производится управление, установлены электронные приборы, показывающие глубину спуска, скорость движения кабеля и силу натяжения кабеля.

Обязательно наличие механического датчика глубины.

5.3.6. Регистратор

Функционально регистраторы, используемые в комплекте оборудования, устроены практически одинаково, например [9]. Они включают в себя:

- адаптер телесистемы, обеспечивающий питание скважинного прибора, прием данных из скважины и передачу команд на прибор;
- арифметическологическое устройство АЛУ, нормализующее принятые данные, обрабатывающее их по паспортным программам, сохраняющее результаты обработки в оперативной, внутренней памяти и памяти коллективного доступа;
- адаптер наземных измерителей и сигнализаторов;
- адаптер связи с внешними пользователями;
- адаптер визуализатора, формирующий сигналы регистрируемых диаграмм, служебную текстовую и графическую информацию для внешнего табло в режиме on-line;
- универсальный программно-управляемый блок питания скважинных приборов.

Все регистраторы обязательно имеют в своем программном обеспечении пополняемый пакет драйверов скважинных приборов, что позволяет без аппаратной доработки подключать к регистратору вновь разрабатываемую аппаратуру.

5.4. Оборудование, применяемое при проведении ГИС на скважинах с избыточным давлением

При исследованиях в газовых скважинах и в фонтанирующих нефтяных скважинах применяется оборудование, в обязательном порядке включающее в свой состав лубрикатор длиной до двух десятков метров, кран или вышку, которые обеспечивают установку такого лубрикатора на устье скважины. Лубрикаторы, длина которых не превышает 2 метров, можно устанавливать вручную.

В высоконапорных скважинах используется превентор, обеспечивающий быстрое закрытие скважины в сложных и аварийных ситуациях.

Если работа происходит при низких температурах, то для *депарафинизации* скважины и предупреждения аварийных

ситуаций от выпадения парафина в процессе работ применяют генераторы пара, например передвижную котельную установку типа ППУ. Она может быть смонтирована в кузове санного прицепа, буксируемого трактором.

5.4.1. Лубрикатор

Лубрикатор предназначен для спуска аппаратуры в скважины, находящиеся под давлением. На фигуре (рис. 5.4.1) показан общий вид четырехсекционного лубрикатора, установленного на устье.

Лубрикатор включает в себя несколько трубных секций, объединяющихся в единую конструкцию с помощью герметизирующих муфт. К устью 3 лубрикатор присоединяется через превентор 2 типовым фланцем.

Ввод кабеля в лубрикатор производится через верхнюю секцию лубрикатора с использованием сальника 7, после чего на кабеле разделяется кабельный наконечник. Сальник может дополнительно уплотняться смазкой по отдельному шлангу, например от станции густой смазки.

Через верхний 4 и нижний 5 ролики кабель направляется на подъемник. В конструкции верхнего ролика может размещаться датчик натяжения кабеля, в конструкции нижнего ролика может устанавливаться сенсор датчика меток глубины, например сельсин. Для обеспечения устойчивости лубрикатора, закрепленного на устье скважины, сверху конструкция удерживается крюком 6 подъемного крана или вышки.

Для проведения работ с использованием лубрикатора последний перед установкой на превентор приподнимается вышкой (краном), отводится в сторону, и кабельный наконечник подъемником выпускается снизу из лубрикатора.

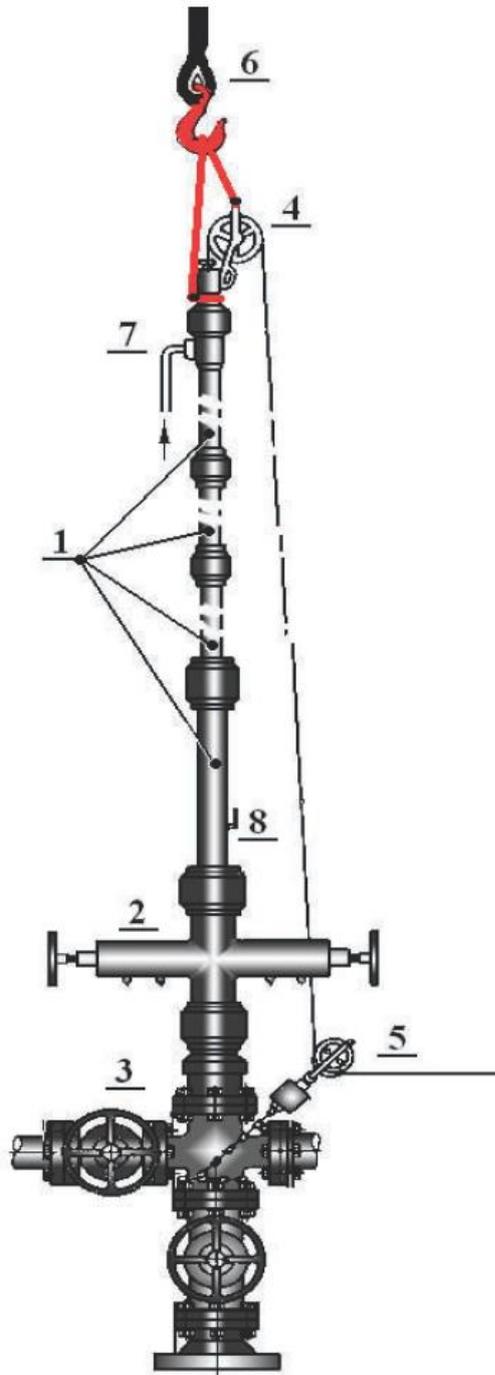


Рис. 5.4.1. Общий вид лубрикатора на устье

К наконечнику пристыковывают скважинный прибор, на кабеле закрепляют необходимое число грузов, и полученная связка подъемником втягивается в лубрикатор. Лубрикатор соединяют с превентором (или с арматурой устья, если превентор не используется), и медленно открывают коренную задвижку, не допуская подбрасывания поступающим в лубрикатор флюидом прибора.

Затем прибор спускают в скважину для проведения ГИС.

По окончании работ прибор поднимают в лубрикатор. На последних метрах подъема устанавливают минимальную скорость движения прибора и контролируют натяжение кабеля. Когда прибор полностью входит в лубрикатор, вращением ручки флажка 8 закрывают выход из лубрикатора, чтобы проверить, что прибор полностью вышел из скважины, и закрывают коренную задвижку. Затем ослабляют крепление фланца и, дождавшись стравливания давления из лубрикатора, отсоединяют лубрикатор, приподнимают его и выпускают вниз прибор.

5.4.2.Превентор

Превентор обязательно используется при проведении текущих и капитальных ремонтов скважины, при работах в экстраординарных условиях. Проведение работ по ГИС-контролю с применением превенторов может быть обусловлено, например, если давление в скважине аномально высокое.

Конструкция превентора, предназначенного для работы с аппаратурой ГИС, показана на фигуре (рис. 5.4.2).

Основным узлом этого устройства является плащечная пара 1, представляющая собой два куска резины, которые помещены в прочные металлические пеналы. Плашки находятся в направляющих полостях, имеют во встречных плоскостях фигурные выемки и обладают способностью при взаимном приближении, обжимая проходящий сквозь превентор кабель 2 или иную спускаемую линию, герметизировать устье скважины.

Сжимать рабочий орган превентора можно вращением рукояток 3, как показано на рисунке. Можно применять гидравлические или электрические приводы. При закрытом превенторе можно снять лубрикатор с фланца 5, хотя коренная задвижка открыта, и скважинный прибор 4 находится в скважине.

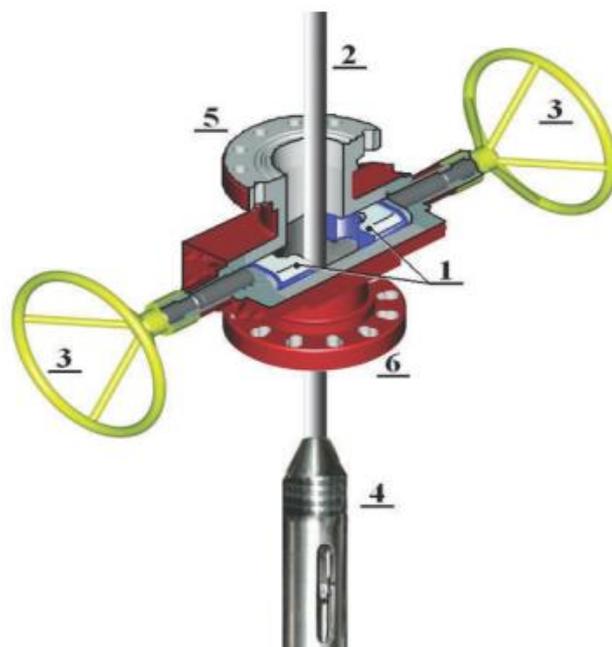


Рис. 5.4.2. Конструкция преевентора

6. ПОСТРОЕНИЕ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Область исследования – это непосредственно объект, являющийся целью исследования. Для выполнения последующих действий по созданию цифровой модели прежде всего нужно иметь четкое представление о моделируемом объекте, определяется тип коллектора и выясняется его строение: размер; линзовидность; прерывистость; нарушения; внешняя область; число скважин.

В зависимости от строения пласта, его коллекторских и фильтрационных свойств, физико-химических свойств насыщающих его флюидов месторождение (залежь) рассматривается как единое целое или, в случае его больших размеров, разбивается на участки (зоны) при значительной изменчивости геолого-физических свойств по площади. Участки месторождения могут отличаться по начальному содержанию флюидов как чисто нефтяные (ЧНЗ), газонефтяные (ГНЗ), водонефтяные (ВНЗ), газоводонефтяные (ГВНЗ).

Участки также могут различаться по относительным проницаемостям, данными PVT (давление, объем, температура), сжимаемостью пор и т. д.

Следует заметить, что современные фильтрационные модели на высоко производительных компьютерах позволяют моделировать большие объекты, не прибегая к разбиению их на отдельные участки. В случае разбиения на участки возникает дополнительная проблема с заданием граничных условий на выделенных участках. В этом случае в процессе моделирования выполняется дополнительный этап. В первую очередь для всего объекта, аппроксимированного редкой сеткой, приближенно решается задача разработки, в процессе решения которой определяются условия на границе участков.

Для этого может быть использована и двумерная модель. Создается база граничных условий.

Затем приступают к решению задач для отдельных участков. Исходные данные для моделей объектов поступают из баз геолого-промысловой, геолого-геофизической информации, а также из базы граничных условий. Как правило, используются трехмерные трех фазные модели.

6.1. Цифровая геологическая модель

Цифровые геологические модели, в зависимости от количества и качества исходных данных и метода моделирования, могут быть детерминированными либо стохастическими. Для построения детерминированных моделей необходимо большое количество данных и большая точность определения коллекторских свойств пород. В отсутствие таких данных и при наличии сведений о закономерностях распределения ФЕС в объеме резервуара целесообразно использовать стохастические модели залежи.

Модели подразделяются на двумерные, псевдотрехмерные и трехмерные. Двухмерная модель представляет собой обычную карту в изолиниях либо цифровое поле признака. Псевдотрехмерная модель представляет собой набор двумерных моделей, каждая из которых соответствует заранее выделенному слою в разрезе объекта разработки. Трехмерная модель представляет собой объемное поле в координатах X, Y, Z, каждая ячейка которого характеризуется значениями фильтрационно-ёмкостных свойств пород.

Перечислим исходные данные для построения цифровой геологической модели.

Методика и результаты обработки и интерпретации сейсмических данных.

В случае если обработка и интерпретация сейсмических данных выполнялись в рамках отдельных работ, эти вопросы излагаются в сокращенной форме со ссылками на соответствующие отчеты геофизических организаций. Основное внимание в этом случае уделяется достоверности структурных построений и прогноза коллекторских свойств в межскважинном пространстве.

Методика и результаты обработки сейсмических данных. В краткой форме излагаются сведения о методике полевых работ, объемах обработки, технических средствах, технологии обработки, результатах обработки со ссылками на соответствующие отчеты. Указывается система координат, в которой представлены сейсмические данные, перечень технических и программных средств, посредством которых выполнялась обработка.

Отмечаются особенности условий наблюдений и их учет при обра-ботке данных («сшивка» сейсмических кубов, влияние многолетнемерзлых пород).

Дается краткая оценка результатов работ с позиций возможностей решения стоящих геологических задач (выделение и картирование нарушений, прослеживание горизонтов, учет газовых шапок, анализ амплитуд).

Приводится схема кратности сейсмических наблюдений.

Методика и результаты интерпретации сейсмических данных.

Приводятся сведения о качестве и количестве исходного геолого-геофизического материала, на основе которого выполнялась интерпретация (количество скважин, в том числе с АК и ГГК, ВСП, ССК, погонных километров профилей сейсморазведки 2D, квадратных километров 3D).

В случае наличия материалов разных лет, различного качества и методов обработки, сообщаются сведения о технологии совместного анализа данных. Излагаются результаты интерпретации данных скважинной сейсморазведки (ВСП, МПГС).

Дается краткая характеристика используемым при интерпретации техническим и программным средствам. Излагается методика получения дополнительных сейсмических параметров (ПАК, скоростей, фаз, когерентности).

На основе данных ВСП, проведения математического сейсмо моделирования обосновывается стратиграфическое соответствие между сейсмическими и геологическими горизонтами. При этом затрагиваются вопросы построения скоростной и плотностной моделей разреза.

Освещаются вопросы прослеживания сейсмических горизонтов, выделения нарушений, сейсмических аномалий с учетом неоднородностей ВЧР, наличия газовых шапок. Излагается методика построения карт сейсмических атрибутов (углов наклона, амплитуд, изохрон, временных толщин).

Обосновываются способы построения карт скоростей и структурных карт, обеспечивающие оптимальное использование данных бурения о глубинах границ, сведений о стратиграфической привязке и скоростях распространения сейсмических волн.

Специальное место уделяется вопросу картирования и учета при построении карт сейсмических параметров и структурных построениях тектонических нарушений. При анализе рисунка волнового поля выполняется сеймостратиграфический, структурно-формационный и сейсмофациальный анализ.

При интерпретации данных сейсморазведки с целью прогноза геологического разреза приводятся следующие сведения:

- информативные сейсмические и сейсмогеологические параметры, на основе которых выполнялся прогноз;
- вертикальная и латеральная разрешающая способность прогноза;
- обоснование выбора временных окон для оценки параметров горизонтов;
- методика количественной оценки ФЕС.

Завершается раздел оценкой достоверности структурных построений и прогноза коллекторских свойств в межскважинном пространстве. Приводятся кросс-плоты связей сейсмических параметров и данных бурения. Дается количественная оценка тесноты связей и погрешностей зависимостей.

При изложении вопросов обработки и интерпретации сейсмических материалов необходимо учитывать действующие инструкции по сейсморазведке.

Если построение модели выполнялось ранее, дается краткое сравнение полученных результатов с результатами работ прошлых лет: изменение объемов сейсмических работ, изменение привязки, корректировка зависимостей, повышение точности построений и прогноза ФЕС.

Рекомендуется, чтобы плотность разведочных скважин с полным комплексом ГИС и проведением АК и ГГК-п для достоверного прогноза структурного плана пластов и их фильтрационно-емкостных свойств по данным сейсморазведки была не ниже чем 1 скважина на 8–

10 кв. км 3D. Рекомендуется выполнение ВСП во всех поисковых и в 1-2 разведочных скважинах, на крупных месторождениях сложного строения – в 3-4 скважинах.

Методика и результаты интерпретации данных керн и ГИС. В случае, если интерпретация данных ГИС выполнялась в рамках отдельных работ, эти вопросы излагаются в сокращенной форме со ссылками на соответствующие отчеты геофизических организаций и протоколы их рассмотрения.

Комплекс ГИС, качество исследований.

Описывается комплекс ГИС.

Приводится объем проведенных исследований продуктивных отложений, представленный в табличной форме по всем разведочным скважинам и в обобщенном статистическом виде по отдельным методам по эксплуатационным скважинам. Анализируются причины невыполнения комплекса.

Описывается технология проведения геофизических исследований, технические и аппаратные средства. Дается оценка качества геофизических исследований и оценивается эффективность комплекса ГИС для конкретных геологических условий.

Объем выполненных ГИС должен быть не меньшим, чем предусмотрено действующими обязательными комплексами геофизических исследований нефтегазовых скважин, а также правилами геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах.

Петрофизическое обоснование методики интерпретации.

Приводится петрофизическое обоснование комплексной интерпретации материалов ГИС. Дается литолого-петрографическая характеристика коллекторов продуктивных горизонтов. Кратко упоминаются методики определения петрофизических параметров. Дается петрофизическая характеристика коллекторов в виде статистических распределений параметров и в табличной форме в виде диапазонов изменения и средних значений параметров – коэффициентов открытой пористости, остаточной водонасыщенности и

нефтенасыщенности, абсолютной проницаемости, глинистости, плотности и пр.

Приводятся зависимости между основными петрофизическими параметрами в виде рисунков и в табличной форме с указанием уравнений регрессии и коэффициентов корреляции или корреляционных отношений.

Описываются модели коллекторов основных продуктивных горизонтов.

Приводится обоснование нижних пределов параметров коллекторов.

По керну, извлеченному из скважин, пробуренных на РНО или каком-либо другом растворе с нефилтующейся основой, приводится величина остаточной водонасыщенности, наиболее достоверно характеризующая коллекторы с разными ФЕС из зоны предельного нефтенасыщения.

Оценка геофизических параметров и коллекторских свойств.

Излагается методика и алгоритмы обработки и интерпретации геофизических исследований скважин. Описывается предварительная обработка материалов ГИС: выделение опорных пластов, статистическая эталонировка показаний, расчет относительных амплитуд и т.п.

Приводятся критерии литологического расчленения разреза, выделения коллекторов, оценки эффективных толщин. Описываются методики определения граничных и критических значений геофизических и петрофизических параметров, оценки фильтрационно-емкостных свойств коллекторов - пористости, нефтенасыщенности, газонасыщенности, проницаемости, глинистости, остаточной нефте- и водонасыщенности.

Определение флюидных контактов. Приводится обоснование положения контактов нефть - вода (ВНК), газ-нефть (ГНК) и газ-вода (ГВК) для каждой залежи. Дается определение понятиям ВНК и ГНК, переходных зон, уровня зеркала чистой воды. Обосновывается выбор скважин для уста-новления положения контактов. В табличной форме приводятся интервалы опробования скважин, условия и результаты

опробования, границы коллекторов в интервале испытания по данным ГИС.

Приводятся профили по разрезам скважин, вскрывших контакты. Устанавливаются границы изменения положения контактов. Дается объяснение техническим, инструментальным, литологическим или геологическим причинам колебаний положения контактов в скважинах. По результатам интерпретации ГИС, испытаний и детальной корреляции составляются схемы обоснования флюидных контактов для залежей продуктивных пластов месторождения.

Формируются модели переходных зон для контактов нефть - вода, газ - нефть, газ - вода по каждой залежи. Предпочтительно использовать, как основу для построения моделей переходных зон, данные керн (капиллярметрия), ГИС и установленные положения контактов. При необходимости следует учитывать структуру переходной зоны посредством расчетов фазового равновесия нефть - вода, газ - нефть, газ - вода в гравитационном поле с учетом капиллярных сил и физико-химических свойств флюидов. Модели переходных зон представляются в виде палеток изменения нефте- и газонасыщенности коллекторов с разными ФЕС по вертикали.

Анализ достоверности оценки ФЕС. Выполняется анализ полученных результатов оценки ФЕС и делается вывод о достоверности определения свойств коллекторов по каждой залежи путем сравнения с данными керн, гидродинамических исследований, разными вариантами обработки, предыдущими подсчетами запасов и пр. Приводятся результаты статистической обработки основных параметров - эффективной толщины, коэффициентов пористости, нефтегазонасыщенности, проницаемости - в виде статистических распределений и в табличной форме в виде диапазонов изменения и средних значений параметров.

Подготовка данных для интерпретации сейсмических наблюдений.

Приводится описание использования ГИС для сейсмических исследований, что включает построение вертикальной акустической модели по показаниям акустического и гамма-гамма плотностного методов или путем построения расчетной акустической модели по

показаниям других методов ГИС в виде изменения значений пластовой скорости и акустической жесткости в выделенных прослоях различной литологии по разрезу скважины.

При комплексной интерпретации данных ГИС, керна и испытаний скважин следует руководствоваться действующими методическими рекомендациями по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа по материалам геофизических исследований скважин с привлечением результатов анализов керна, опробований и испытаний продуктивных пластов.

Если построение модели выполнялось ранее, дается краткое сравнение полученных результатов с результатами работ прошлых лет: изменение объемов ГИС и исследований керна, изменение граничных значений «кол-лектор - не коллектор», «вода - нефть», зависимостей «кern - ГИС», методик определения ФЕС.

6.2. Методика и результаты детальной корреляции продуктивных пластов

Детальная корреляция. Излагаются результаты работ по методике выбора стратиграфических границ продуктивных пластов и выделения этих границ в скважинах. Обоснованием их выделения могут быть типовые скважины, результаты сопоставления стратиграфических, электрических, радиоактивных реперов, изучения шлама, микрофауны, механического каротажа и др. В случае автоматической или полуавтоматической корреляции описывается алгоритм процесса, реализованный в виде программного комплекса.

Рекомендуется выявлять последовательность напластования путем первоочередного прослеживания глинистых прослоев, корреляцию вести снизу вверх в соответствии с последовательностью отложения слоев.

При сложном геологическом строении рекомендуется проводить корреляцию по независимой системе пересекающихся профилей с последующей увязкой границ. Для корреляции рекомендуется использовать кривые полного комплекса ГИС.

Результаты корреляции представляются в виде альбома профилей корреляции в масштабе кривых ГИС 1:500 или 1:1000 в зависимости от

толщины изучаемого интервала разреза, схемы расположения профилей, типовых скважин. При корреляции разведочных скважин рекомендуется представлять временные сейсмические разрезы с вынесенными на них кривыми ГИС.

Палеотектонический анализ. В данном разделе приводятся результаты палеотектонического анализа, на основе которого делаются выводы о палеогеоморфологической обстановке формирования целевых объектов, возможном влиянии конседиментационных тектонических процессов на формирование седиментационных циклов, положении границ циклов, формирующих их фаций. Дается оценка направлений транспортировки обломочного материала, причин его аккумуляции. Выделяются границы стратиграфических несогласий, оценивается наличие процессов тектонической инверсии.

Анализ проводится по палеекостроированным разрезам, картам толщин по данным ГИС и сейсморазведки статистическими методами. При этом используются результаты региональных работ и анализа структурных построений. Ранг выбираемых для палеотектонического анализа интервалов примерно соответствует интервалам сеймостратиграфических комплексов.

Выводы обосновываются графическими материалами.

Рекомендуется представлять результаты в виде карт условных эффективных толщин или других параметров, характеризующих однородность разреза, энергию среды осадконакопления. Возможно построение карт палеорусловых отложений, зон слияния пластов, распространения косослоистых отложений, в карбонатных отложениях - рифовой фации. Интерполяция изолиний карт должна соответствовать геологическим закономерностям выделенных фациальных зон.

Обоснование выбора объектов и моделей залежей. Кратко излагаются результаты обобщения структурного, палеотектонического и сеймофациального анализов, геологической интерпретации данных ГИС, результатов региональных исследований, данных дистанционных методов, грави- и магниторазведки с целью обоснования непротиворечивости результатов анализа данных различных методов в рамках предложенных геологических моделей, выявленных

закономерностей, определяющих строение разреза и историю формирования залежей. При необходимости анализ данных разведочной геофизики, геохимии, аэрофото- и космоснимков рассматривается в отдельном разделе.

На основе анализа латеральной и вертикальной зональности продуктивных коллекторов и разделяющих их покрышек, продуктивности отложений, их близости в разрезе, идентичности ФЕС и свойств флюидов, отметок ВНК и их изменения по площади, а также с учетом технического задания выбираются объекты геологического моделирования и подсчетные объекты.

Если построение модели выполнялось ранее, дается краткое сравнение полученных результатов с результатами работ прошлых лет: изменение стратиграфических разбивок в скважинах, методик корреляции пластов, моделей залежей.

6.3. Построение цифровых геологических моделей

Излагается обоснование вертикальных и горизонтальных размеров ячеек с учетом дифференциации разреза по ФЕС и наличия непроницаемых пропластков. Размер ячеек горизонтальной проекции сетки определяется средним расстоянием между скважинами и общими размерами области построения по осям X и Y.

Размеры ячеек D_x и D_y при отсутствии установленной латеральной анизотропии коллекторских свойств рекомендуется принимать одинаковыми. Размер ячеек выбирается исходя из степени изменчивости структурного плана и ФЕС коллекторов по латерали, плотности геолого-геофизических наблюдений. Рекомендуется, чтобы между забоями скважин, независимо от расстояния между ними, было не менее 10 ячеек. На этапе эксплуатационного разбуривания размеры ячеек и их число между скважинами уменьшаются. Ориентацию ячеек целесообразно согласовывать с преимущественной ориентацией тектонических и литологических границ. При необходимости применяется процедура локального измельчения сетки.

Количество слоев (ячеек) по вертикали выбирается исходя из детальности корреляции разрезов скважин. При дальнейшей детализации геологической модели вертикальный размер ячеек

может быть уменьшен в соответствии с детальностью расчленения коллектора.

Размер ячеек по вертикали должен быть согласован с вертикальной толщиной геологических слоев и подсчетных объектов. В целом каждый элементарный геологический слой или подсчетный объект должен быть представлен минимум одной ячейкой по вертикали.

В разделе приводится обоснование области построения с указанием координат вершин этой области, размеров ячеек по осям X и Y, количество ячеек по X и Y, ориентации ячеек.

Приводятся данные о количестве слоев в цифровой геологической модели с учетом коллекторов и непроницаемых перемычек. Если поверхности газонефтяного, водонефтяного или газожидкостного контактов учитываются при разбивке модели на слои, то приводятся соответствующие данные по каждому пласту (зональному интервалу).

Допускается обоснованное изменение области построения для нескольких объектов (пластов) одного месторождения (залежи), если они являются гидродинамически несвязанными объектами и характеризуются разным фондом скважин.

Построение структурной модели. Указывается основной тип строения месторождения (залежи) – последовательное согласное залегание слоев, клиноформное строение, наличие разломов, вертикальных и горизонтальных смещений.

В зависимости от детальности цифровой геологической модели построение основного структурного каркаса проводится по кровлям и подошвам пластов, седиментационных циклов (зональных интервалов), а также по кровлям и подошвам коллекторов каждого пласта, цикла, подсчетного объекта или зонального интервала.

Указываются источники исходных данных для построения основного структурного каркаса залежи – ГИС, 2D-сейсморазведка, 3D-сейсморазведка и т.д. При использовании структурных сейсмических поверхностей (сеток) указывается соответствие отражающих горизонтов структурным поверхностям основного каркаса модели месторождения (залежи).

Если для создания геологической модели используются несколько структурных сейсмических поверхностей, то для каждой

определяется полное соответствие структурным поверхностям основного каркаса модели – конформно, согласно, несогласно снизу, несогласно сверху и т.д.

Рекомендуется приводить распределение глубинных невязок между сейсмическими картами и абсолютными отметками в скважинах для дальнейшего анализа достоверности построения структурного каркаса. Оценка невязок приводится в графическом или в табличном виде.

В тексте раздела приводится название стандартного алгоритма построения структурных поверхностей и способы увязки структурных поверхностей между собой. При использовании оригинальных алгоритмов дается более подробное их описание. Акцентируется внимание на учете скачков структурных поверхностей вдоль тектонических нарушений.

Выходными данными при построении основного структурного каркаса являются двумерные послойные сетки структурных поверхностей в общепринятых форматах и набор контрольных точек со значениями абсолютных отметок на этих поверхностях.

На основной структурный каркас накладываются поверхности контактов флюидов (ГНК, ВНК, ГВК). Поверхности контактов задаются абсолютной от меткой, а при горизонтально - неровном, наклонном или наклонноне-ровном контакте эти поверхности также задаются в виде двумерных сеток и прилагаются карты поверхностей этих контактов.

При исправлении абсолютных отметок пластопересечений в связи с корректировкой структуры по ВНК указываются величины подвижек в табличном или графическом виде и приводится обоснование изменения абсолютных отметок в скважинах. Рекомендуется использовать при исправлении абсолютных отметок пластопересечений в качестве опорных разведочные скважины и субвертикальные эксплуатационные скважины с удлинением примерно до 15 м (центральные скважины кустов).

Выходными данными после наложения поверхностей контактов являются двумерные послойные сетки (цифровые карты) общих газо-, нефте- и водонасыщенных толщин по каждому пласту,

седиментационному циклу, подсчетному объекту или зональному интервалу модели.

Приводится методика расчета внешних и внутренних контуров по газовой и нефтяной зоне каждого моделируемого интервала. Результатом должны быть полигоны этих контуров в общепринятых форматах.

Для сложных расчлененных продуктивных пластов могут быть построены пространственные блок-диаграммы, позволяющие детально представить особенности геологического строения залежей.

Построение литологической модели и распределения ФЕС. Сообщаются сведения о методике построения литологической модели распределения ФЕС. В сеточной модели предполагается занесение в каждую ячейку объемной сетки кода индексалитологии или признака коллектор–неколлектор, а также кода или численных значений эффективной мощности, коэффициента песчаности, пористости, проницаемости, при необходимости – и других петрофизических или геофизических параметров.

В качестве этих параметров могут быть использованы как исходные данные, так и данные, получаемые путем расчета (глинистость, фазовая проницаемость, относительная амплитуда ПС и др.).

Приводятся сведения о методе определения значений в межскважинном пространстве. При применении геостатистических методов (крайгинг, кокрайгинг), искусственных нейронных сетей и других сложных интерполяционных процедур при расчете значений эффективной толщины, пористости или других ФЕС с использованием результатов интерпретации динамической сейсморазведки приводится обоснование использования того или иного сейсмического атрибута с приведением статистических оценок в графическом или табличном виде.

Параметры сглаживания для сеток, построенных по сейсмическим атрибутам, приводятся в методике расчета этих сеток. Для оценки достоверности кубов литологии и ФЕС используются построенные карты эффективных толщин, пористости и проницаемости. На границах зон замещения и выклинивания

коллекторов эффективные толщины должны быть равны нулю, а значения пористости и проницаемости должны согласовываться с граничными значениями «коллектор – неколлектор» для этих параметров в соответствии с закономерностями осадконакопления – постепенное замещение, размыв и др.

Если пласту или коллектору в пласте, соответствуют несколько слоев ячеек, то дополнительно приводятся способы вычисления средних значений параметров между поверхностями, составляющими структурный каркас месторождения или залежи.

При вычислении значений открытой пористости и абсолютной проницаемости по X , Y , Z в ячейках объемной сетки указывается способ расчета.

При этом значения пористости и проницаемости в каждой ячейке должны быть согласованы по петрофизическим зависимостям.

Построение модели насыщения пластов флюидами. В данном разделе описывается алгоритм и технология насыщения пластов флюидами с учетом основных флюидных контактов – уровня зеркала воды, водонефтяного, газонефтяного контактов. Каждой ячейке модели присваивается значение водонасыщенности, в газовой шапке – также нефтенасыщенности.

При расчете значений водонасыщенности в межскважинном пространстве в ячейках сетки рекомендуется использовать петрофизические зависимости изменения коэффициента водонасыщенности от расстояния до ВНК (нефтенасыщенности в газовой шапке от расстояния до ГНК), а также от пористости или проницаемости коллекторов. Рекомендуется строить зависимости по данным ГИС, капиллярометрии, кривых ОФП.

Положение ВНК увязывается с граничными значениями водонасыщенности, которые могут различаться в зависимости от ФЕС (проницаемости), а также с величиной остаточной нефтенасыщенности. Значения в ячейках с признаком наличия скважины должны соответствовать коэффициентам водонасыщенности, определенным по данным ГИС.

Особенности моделирования карбонатных залежей.

Моделирование залежей, приуроченных к карбонатным коллекторам, имеет свои особенности. Если разрез представлен чередованием хорошо коррелируемых поровых и плотных разностей, то вполне реализуемы обычные методические приемы, применяемые для пластовых залежей в терригенных коллекторах.

Однако нередко карбонатные массивы представлены нерасчлененной толщей, в которых емкостно-фильтрационные свойства контролируются не условиями седиментации отложений, а степенью развития вторичных, катагенетических процессов: растрескиванием, выщелачиванием, перекристаллизацией и т.д. В этом случае более приемлемой технологией моделирования является формирование трехмерных псевдослоистых моделей.

Основой такой методики является типизация коллекторов, геометризация резервуара и параметрическое заполнение модели с использованием вероятностного подхода. Типизация коллекторов должна учитывать качественные различия в структуре пустотного пространства породы, в частности количественное соотношение трещин, каверн и поровой матрицы.

Геометризация резервуара использует задание оцифрованных поверхностей (кровли, водонефтяного контакта, тектонических нарушений и т.д.) и формирует пакет параллельных слоев, каждый из которых представляет собой зональную карту распространения выделенных типов коллекторов на соответствующей глубине. Параметрическое заполнение модели осуществляется заданием статистических распределений параметров дифференцированно для каждого типа коллектора и моделированием их в узлах послойных матриц.

Если построение модели выполнялось ранее, дается краткое сравнение полученных результатов с результатами работ прошлых лет: изменение размеров и ориентации ячеек, алгоритмов интерполяции, корректировки исходных данных, зависимостей между сейсмическими и петрофизическими параметрами.

Особенности построения моделей на различных стадиях изученности. В соответствии со схемой стадийности

геологоразведочных работ на нефть и газ выделяются следующие этапы:

- региональный;
- поисково-оценочный;
- разведочно-эксплуатационный.

В каждом из этапов выделяется по две стадии. Однако в данном случае учитывается степень изученности на стадии «Поиск и оценка месторождений (залежей)» поисково-оценочного этапа, а также на стадиях «Разведка и опытно-промышленная эксплуатация» и «Эксплуатационная разведка» разведочно-эксплуатационного этапа.

На каждой из этих стадий виды моделей и особенности их построения определяются требованиями, направленными на усиление степени дифференциации объектов внутри залежи, запасов углеводородов по площади и по разрезу, то есть на постоянное во времени повышение достоверности модели.

Выделяют два основных вида моделей залежей углеводородов: статические и динамические. Статические модели характеризуют залежь в начальном, не затронутом разработкой состоянии. Они позволяют построить модель и определить на ее основе начальные запасы углеводородов, а также решать вопросы разработки на любой стадии независимо от степени изученности месторождений.

Создаваемые статические модели залежей применительно к указанным выше стадиям изученности могут быть предварительными, рабочими и уточненными.

Динамические модели создаются только на разрабатываемых месторождениях, меняющих свое состояние по мере отбора запасов углеводородов. Это модели, позволяющие определить текущие остаточные запасы и принимать решения по совершенствованию системы разработки.

Как отмечалось выше, создание геолого-технологических моделей месторождений, находящихся на поисково-разведочном или эксплуатационном этапах изучения. На региональном этапе, целью которого является изучение закономерностей геологического строения осадочных бассейнов и оценка перспектив нефтегазоносности крупных территорий, производится специфическое геологические модели-

рование процессов седиментации, тектоногенеза, образования и миграции углеводородов, которое в настоящем учебнике не рассматривается.

Особенности построения предварительной геологической статической модели на стадии поиска и оценки месторождений (залежей).

Эти модели создаются на основе информации, полученной на открытых месторождениях, для планирования и оптимизации геологоразведочных работ, составления проекта пробной эксплуатации или технологической схемы опытно-промышленной разработки и подсчета запасов по категориям C_1 и C_2 , преимущественно категории C_2 .

Основой для создания предварительной модели служат данные сейсмических исследований, керна, ГИС, опробования поисковых, разведочных и опережающих эксплуатационных скважин. На этой стадии большая роль отводится сейсмическим методам исследований, в особенности 3D.

Для геометризации залежей составляются предварительные схемы корреляции разрезов скважин с прослеживанием в их разрезе флюидоупоров, позволяющих разделить многопластовый разрез на продуктивные горизонты и пласты. На основе этих схем, а также указанной выше информации обосновываются:

- предполагаемые структурные планы маркирующих поверхностей, наиболее вероятное положение флюидоупоров, положение контуров нефтега-зоносности;
- общие представления о внутреннем строении продуктивной толщи (литологический состав пород, средние фильтрационно-емкостные свойства, степень расчлененности разреза);
- начальное пластовое давление;
- свойства нефти, газа, воды;
- продуктивность скважин.

Предварительная статическая модель включает в себя набор структурных карт, схем корреляции, обоснования флюидных контактов, геологических профилей, карт изопахит продуктивной части горизонтов (пластов).

Особенности построения статической рабочей модели на стадии разведки и опытно-промышленной эксплуатации. Эти модели создаются на основе информации, полученной при проведении разведочных работ, пробной эксплуатации и опытно-промышленной разработки на промышленных месторождениях (залежах). На этой основе осуществляется подсчет запасов категорий В, С₁ и С₂ (частично) с представлением их в ГКЗ и для составления технологической схемы разработки месторождения.

Построение рабочих адресных моделей выполняется с использованием результатов комплексной обработки всей имеющейся информации, полученной сейсмическими методами, ГИС, изучения керна, анализа проб воды, нефти, газа, данных опробования и исследований скважин, опытно-промышленной разработки.

Основой моделирования являются методы геометризации, позволяющие путем детальной корреляции, обоснования контактов, построения различных карт и профилей отображать особенности и строение объекта и условий залегания углеводородов в недрах с детализацией до уровня пласта.

При построении схем детальной корреляции скважин внутри продуктивных горизонтов прослеживаются отдельные пласты и разделяющие их непроницаемые породы. По продуктивным пластам на основе опробования устанавливаются кондиционные пределы параметров пластов, что позволяет на указанных выше геологических документах проследить распространение коллекторов продуктивных пластов по площади и по разрезу в пределах зон разного насыщения.

В результате размеры и форма многопластовых залежей обосновываются по положению различных границ в пределах каждого пласта:

- контуров нефтегазоносности;
- линий выклинивания и литофациального замещения пласта;
- тектонических нарушений и др.

Кроме геологической структуры, в статической рабочей модели отражаются: свойства пластовых флюидов до начала разработки, природный режим, начальное пластовое давление, пластовая температура, количественная оценка неоднородности пластов

(характеристики распределения ФЕС, толщин, коэффициентов песчаности и расчлененности).

Особенности построения уточненной статической модели на стадии эксплуатационной разведки в процессе разработки залежей. Эти модели используются для подсчета запасов категорий В и А и частично С₁ после эксплуатационного разбуривания месторождения согласно технологической схеме или проекту разработки, а также для составления уточненных проектов разработки, выполнения анализов разработки.

Уточнение размеров и формы залежей на этой стадии осуществляется за счет прослеживания в процессе детальной корреляции всего фонда эксплуатационных пропластков с целью выявления путей фильтрации флюидов по проницаемым пропласткам и зон, слабо вовлеченных в разработку.

В продуктивном разрезе многопластовой залежи (эксплуатационного объекта) на основе гидродинамических исследований, керн и ГИС обосновывается выделение в пределах пластов и пропластков типов коллектора по продуктивности, их положение в разрезе в пределах зон разного насыщения.

Для каждого пласта (пропластка) строятся карты распространения коллекторов разных типов по площади залежи. При совмещении всех этих карт по всем пластам и пропласткам получают уточненную статическую адресную модель внутреннего строения залежи.

Уточнение внутреннего строения залежи на данной стадии осуществляется также в процессе адаптации модели по данным истории разработки.

Уточнение начальных свойств пластовых флюидов, термобарических условий на этой стадии не производится.

6.4. Оценка достоверности моделей продуктивных пластов

В разделе излагается методика оценки достоверности запасов углеводородов.

На основе сопоставления данных бурения и сейсморазведки дается оценка возможной величины погрешности в определении площадей нефтеносности.

По результатам оценки тесноты связей керн - ГИС, погрешностей определения исходных геофизических и петрофизических параметров определяются погрешности величин пористости и нефтенасыщенности.

Эти оценки уточняются на основе результатов сравнения величин пористости и нефтенасыщенности, полученных расчетом по пластопересечениям в скважинах, со значениями этих величин, полученных при осреднении карт этих полей в модели.

Дается экспертная оценка величин погрешностей определения эффективных нефтенасыщенных толщин и параметров, характеризующих свойства флюидов-плотность, пересчетный коэффициент. С учетом величин погрешностей отдельных подсчетных параметров определяется величина интегральной оценки начальных балансовых запасов.

Полученные в результате создания геологической цифровой модели двухмерные или трехмерные сетки геологических параметров, величины балансовых запасов передаются далее в пакеты, преобразующие исходные геологические данные для программ гидродинамического моделирования.

Если построение ПДГТМ выполнялось ранее, дается сравнение достоверности полученных результатов с результатами работ прошлых лет.

Анализируются причины изменения достоверности построенной модели месторождения.

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 7.1. 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.

таблице 7.1

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	К		◐			I
4.2. после ГТМ	К	К		◐	Н	Н	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
- К исследования при капитальном ремонте
- Н 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

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.

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);

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.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результаты геофизического контроля разработки месторождений нефти и газа являются уникальной непрерывной информацией, а иногда и единственной о состоянии залежей углеводородов в процессе ее эксплуатации. Совместно с промысловыми данными они позволяют своевременно совершенствовать применяемые и выбирать научно обоснованные и экономически выгодные системы разработки для новых аналогичных залежей.

Знание технического состояния эксплуатационных и нагнетательных скважин позволяет продлевать срок их службы и тем самым сокращать экономические потери на бурение дополнительных добывающих скважин.

Геофизический контроль разработки месторождений нефти и газа способствует современным промыслово-технологическим мероприятиям, обеспечивающим более полное извлечение углеводородов из продуктивных пластов, благодаря чему получены дополнительные тысячи кубометров нефти и газа.

Дальнейшее совершенствование геофизического контроля разработки нефтяных и газовых месторождений связано с теоретическими, конструктивными и экспериментальными исследованиями в следующих направлениях.

1. Изучение петрофизических основ геофизических методов – создание динамической петрофизики коллекторов нефти и газа и совершенствование на ее основе методик интерпретации промыслово-геофизических данных.

2. Совершенствование методик изучения характера вытеснения нефти и газа в обсаженных скважинах при заводнении пресной водой. При этом необходимо решить задачу на уровне получения информации непосредственно из пласта, а не по косвенным данным о составе жидкости, вытекающей из коллектора в скважину, как это делается на существующем уровне развития методов промысловой геофизики.

3. Создание надежных методов оценки коэффициентов текущей нефти - и газонасыщенности и нефти - и газоотдачи пластов по данным современной геофизики.

4. Развитие техники цифровой регистрации диаграмм геофизического контроля и их комплексной интерпретации с применением математических методов на ЭВМ.

5. Создание специального устьевого оборудования и скважинной комплексной аппаратуры для исследования компрессорных, газлифтных и нагнетательных скважин, оборудованных пакерами.

6. Научно обоснованное совершенствование комплекса ГИС, планирования и организации системных промыслово-геофизических исследований скважин для каждой залежи нефти или газа с учетом ее геологических особенностей и стадий разработки.

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.

ГЛОССАРИЙ

Абсолютная проницаемость – проницаемость, определенная при условии, что порода насыщена однофазным флюидом, химически инертным по отношению к ней.

Водонефтяной фактор – отношение накопленных при разработке эксплуатационного объекта на любую дату отборов воды и нефти (определяемое в зависимости от решаемых задач в поверхностных или пластовых условиях).

Внешний контур – проекция линии пересечения контакта с верхней поверхностью пласта, внутренний - с нижней поверхностью.

Вязкость или внутреннее трение – свойство жидких, а также газообразных и твердых тел оказывать сопротивление их течению – перемещению одного слоя тела относительно другого – под действием внешних сил.

Газовый фактор – количественное соотношение газообразной и жидкой (или твердой) фаз, полученное в результате любой дегазации пластовых жидкостей газов (или пород). В большинстве случаев газовый фактор характеризует отношение объемов природного газа к объему или массе дегазированной нефти, конденсата или воды.

Газогидратная залежь – это залежь, в которой природный газ в земной коре при соответствующих давлении и температуре соединился с поровой водой и перешел в твердое гидратное состояние.

Газоконденсатный фактор – отношение объема или веса конденсата к приведенному к нормальным условиям объему свободного газа в составе пластового газа, т.е. величина, обратная значению газового фактора пластового газа.

Газонапорный режим – это режим нефтяной части газонефтяной залежи, при котором нефть вытесняется из пласта под действием напора газа, заключенного в газовой шапке. В результате снижения пластового давления в нефтяной части залежи происходит расширение газовой шапки и соответствующее перемещение вниз ГНК.

Газосодержание (газонасыщенность) пластовой нефти – газовый фактор, полученный при максимальной дегазации глубинной пробы нефти.

Геологическое тело – часть геологического пространства, ограниченная геологическими границами. Для выделения геологического тела достаточно указать его границы.

Геологоразведочный процесс - это совокупность взаимосвязанных, применяемых в определенной последовательности работ по изучению недр, обеспечивающих подготовку разведанных запасов нефти, газового конденсата и природного газа для промышленного освоения.

Геостатическое давление – давление, оказываемое на пласт весом вышележащей толщи горных пород, величина которого зависит от мощности и плотности пород.

Геотектоническое давление – давление, возникающее в пластах в результате непрерывно-прерывистых тектонических процессов, особенно характерно для тектонически активных областей.

Геотермический градиент ΔT – величина, характеризующая изменение температуры на 100м вертикального разреза.

Гидростатическое пластовое давление – это давление в пласте коллекторе, возникающее под действием гидростатической нагрузки вод, перемещающихся по этому пласту в сторону его регионального погружения.

Горное давление $P_{гор}$ – давление на пласт, являющееся следствием суммарного влияния геостатического и геотектонического давлений. Давление в жестком каркасе пород, их матрице, оно передается и жидкости, заполняющей пустотное пространство пород.

Гравитационный режим – режим нефтяной залежи, при котором нефть вытесняется в скважины под действием силы тяжести самой нефти.

Давлением насыщения пластовой нефти называется давление, при котором газ начинает выделяться из нее. Давление насыщения зависит от соотношения объемов нефти и газа в залежи, от их состава, от пластовой температуры.

Динамическая пористость – учитывает тот объем нефти, который будет перемещаться в процессе разработки залежи.

Динамическая вязкость – сила сопротивления перемещению слоя газа или жидкости площадью 1см^2 на 1см со скоростью $1\text{см}/\text{сек}$; измеряется в пуазах.

Залежь – естественное скопление нефти, газа, газоконденсата в ловушке, образованной породой-коллектором под крышкой из непроницаемых пород. Единичное скопление нефти, газа, газоконденсата в какой либо пористой горной породе (коллекторе).

Запасы нефти, газа, конденсата – это весовое количество нефти и конденсата или объемное количество газа на дату подсчета в установленной залежи, приведенные к поверхностным условиям.

Инклинометрия – метод контроля за пространственным положением оси скважины. Измеряют угол ее отклонения от вертикали (зенитный угол) и магнитный азимут проекции оси скважины на горизонтальную плоскость.

Искусственно введенная или техногенная вода – это вода, попадающая в нефтеносный (газоносный) пласт в результате процессов, связанных с бурением скважин, их ремонтом, а также с разработкой месторождения (закачка вод для поддержания пластового давления, введение различных растворов при других методах воздействия на пласт и т.п.)

Кавернозность – наличие в горной породе пустот (каверн) различной формы.

Кинематическая вязкость – отношение динамической вязкости к удельному весу, измеряется в стоксах.

Коллектор – горная порода, обладающая способностью вмещать жидкости и газы и пропускать их через себя при наличии перепада давления. Горная порода, способная аккумулировать и отдавать флюиды при определенных условиях.

Коэффициент водонасыщенности k_v – отношение объема связанной (остаточной) воды к объему порового пространства в нефтегазонасыщенной части пласта.

Коэффициент вытеснения нефти водой $k_{\text{выт}}$ – это отношение объема нефти, вытесняемого после продолжительной промывки из образца породы, к начальному содержанию нефти в нем. Предельная величина нефтеотдачи, которую можно достигнуть с

помощью данного рабочего агента при длительной промывке образца породы.

Коэффициент заводнения $k_{зав}$ – отношение объема промытой части пустотного пространства продуктивного пласта, охваченного процессом вытеснения, к общему объему пустот этого пространства, первоначально насыщенного нефтью.

Коэффициент извлечения нефти (КИН) η – это отношение извлекаемых запасов $Q_{н.извл}$ к геологическим запасам нефти $Q_{н.геол.}$

Коэффициент извлечения нефти (КИН) η – относительная величина, показывающая, какая часть геологических запасов нефти может быть извлечена из недр при разработке залежи с применением современной апробированной технологии и техники добычи до предела экономической рентабельности с соблюдением требований охраны недр и окружающей среды.

Коэффициент нефтенасыщенности k_n (газонасыщенности k_g) – отношение объема нефти (газа), содержащейся в порах (пустотах) пласта, к общему объему всех пор (пустот) нефтеносного (газоносного) пласта в пластовых условиях.

Коэффициент охвата заводнением $k_{охв}$ – это отношение пустотного объема пласта, охваченного процессом фильтрации, ко всему пустотному объему пласта.

Коэффициент разгазирования нефти – количество газа, выделяющееся из единицы массы или объема нефти при снижении давления на единицу.

Коэффициент растворимости – количество газа, растворенного в единице массы или объема нефти при увеличении давления на 0,1 МПа.

Ловушка – часть природного резервуара, в которой, благодаря различного рода структурным дислокациям, стратиграфическому или литологическому ограничению, а так же тектоническому экранированию создаются условия для скопления нефти и газа.

Литологическая ловушка – ловушка, образованная в результате литологического замещения пористых проницаемых пород непроницаемыми.

Магниторазведка – геофизический метод изучения геологического строения земной коры и разведки полезных ископаемых, основанный на изучении геомагнитного поля.

Массивный резервуар – мощные (несколько сот метров) толщи пород, состоящие из многих проницаемых пластов, не отделенных один от другого плохо проницаемыми породами.

Месторождение – совокупность залежей, приуроченных территориально к одной площади и сведенных с благоприятной тектонической структурой.

Минерализация воды – суммарное содержание в воде растворенных солей, ионов и коллоидов (г/100 или г/л раствора). Меняется от менее 1 г/л (пресные воды) до 400 г/л и более (крепкие рассолы).

Начальное (статическое) пластовое давление – это давление в пласте-коллекторе в природных условиях, т.е. до начала извлечения из него жидкостей или газа.

Нефть – природная смесь углеводородов метанового (C_nH_{2n+2}), нафтенового (C_nH_{2n}) и ароматического (C_nH_{2n-2}) рядов с примесью (обычно незначительной) сернистых, азотистых и кислородных соединений.

Нефтегазопромысловая геология – отрасль геологии, занимающаяся детальным изучением месторождений и залежей нефти и газа в начальном (естественном) состоянии и в процессе разработки для определения их народнохозяйственного значения и рационального использования недр.

Нефтяной парафин – это смесь твердых углеводородов, преимущественно алканов нормального строения от C_{16} и выше с примесью высокомолекулярных родственных алканов (церезинов), а также углеводородов, содержащих в длинной цепи циклические структуры.

Область разгрузки – часть водоносного комплекса (горизонта), из которого происходит отток вод за его пределы (на земную поверхность, в смежные водоносные комплексы и т.д.)

Область стока – основная по площади часть резервуара, где происходит движение пластовых вод.

Объемный коэффициент пластовой нефти – отношение объема пластовой нефти к объему получаемой из нее сепарированной при стандартных условиях нефти, используемое для перевода объема товарной (сепарированной) нефти в пластовые условия при подсчете запасов методом материального баланса и при решении различных задач разработки.

Однородные массивные резервуары – сложены сравнительно однородной толщей пород, большей частью карбонатных.

Открытая пористость – часть порового пространства, представленная связанными между собой порами, по которым могут передвигаться флюиды.

Относительная проницаемость - отношение фазовой проницаемости для данной фазы к абсолютной.

Проницаемость - способность горной породы пропускать через себя жидкости и газы при наличии перепада между пластовым и забойным давлениями. Виды проницаемости: абсолютная; фазовая; относительная.

Пластовое давление - один из важнейших факторов, определяющих энергетические возможности продуктивного пласта, производительность скважин и залежи в целом.

Пластовый резервуар представляет собой коллектор, ограниченный на значительной площади в кровле и подошве плохо проницаемыми породами. Особенности такого резервуара является сохранение мощности и литологического состава на большой площади.

Пористость - наличие пор в горной породе

Промысловый газовый фактор – количество добытого газа (m^3) приходящееся на $1m^3$ (т) дегазированной нефти.

Плотность газа (ρ_g) – масса $1m^3$ газа при температуре $0^\circ C$ и давлении $0,1MPa$ (kg/m^3); $\rho_g = M/V_m$

Под плотностью пластовой нефти понимается масса нефти, извлеченной из недр с сохранением пластовых условий, в единице объема. Она обычно в 1,2-1,8 раза меньше плотности дегазированной нефти, что объясняется увеличением ее объема в пластовых условиях за счет растворенного газа. Известны нефти,

плотность которых в пласте составляет всего $0,3-0,4 \text{ г/см}^3$. Ее значения в пластовых условиях могут достигать $1,0 \text{ г/см}^3$

Полная пористость включает в себя все поры горной породы, как изолированные (замкнутые), так и открытые, сообщающиеся друг с другом. Коэффициентом полной пористости называется отношение суммарного объема пор в образце породы к видимому его объему.

Растворимость газа – это максимальное количество газа, которое может быть растворено в единице объема пластовой нефти при определенном давлении и температуре.

Растворимость – Закон Генри: объем газа, растворенного в единице объема жидкости, прямо пропорционален давлению, если температура остается постоянной, а жидкость и газ не действуют друг на друга химически.

Режим растворенного газа – режим нефтяной залежи, при котором пластовое давление падает в процессе разработки ниже давления насыщения, в результате чего газ выделяется из раствора и пузырьки окклюдированного газа, расширяясь, вытесняют нефть к скважинам.

Ресурсы – масса нефти и конденсата и объем газа на дату оценки, приведенные к стандартным условиям, в выявленных, разведанных и разрабатываемых залежах.

Подошвенной называется вода, залегающая под ВНК (ГВК)

Природный резервуар – естественноеместилище нефти, газа и воды (внутри которого может происходить циркуляция подвижных веществ) форма которого обуславливается соотношением коллектора с вмещающими его плохо проницаемыми породами.

Природный режим залежи – совокупность естественных сил (видов энергии), которые обеспечивают перемещение нефти или газа в пласте к забоям добывающих скважин.

Расчленение продуктивной части разреза скважины - это выделение слоев различного литологического состава, установление последовательности их залегания и в конечном итоге выделение коллекторов и непроницаемых разделов между ними.

Репером называется достаточно выдержанный по площади и по толщине пласт, литологически отличающийся от выше- и нижележащих пород и четко фиксируемый на диаграммах ГИС.

Структурная ловушка (сводовая) – образованная в результате изгиба слоев

Стратиграфическая ловушка – сформированная в результате эрозии пластов – коллекторов и перекрытия их затем непроницаемыми породами

Тектоническая ловушка - образованная в результате вертикального перемещения мест обрыва относительно друг друга, пласт-коллектор в месте тектонического нарушения может соприкаться с непроницаемой горной породой

Кавернометрия – установление изменений диаметра скважин

Цементометрия – определение по данным термического, радиоактивного и акустического методов высоты подъема, характера распределения цемента в затрубном пространстве и степени его сцепления с горными.

Форма залежи – структурная карта, ВНК, литологические и дизъюнктивные границы.

Упруговодогазонапорный режим – режим, при котором в процессе разработки залежи отмечается подъем ГВК, т.е. происходит внедрение в залежь краевой воды.

Цели нефтегазопромысловой геологии – заключаются в геологическом обосновании эффективных способов организации народнохозяйственной деятельности по добыче нефти и газа, обеспечению рационального использования и охраны недр и окружающей среды

Эффективная пористость – учитывает часть объема связанных между собой пор насыщенных нефтью.

Эффективная проницаемость – характеризует способность среды пропускать через себя жидкость, или газ в зависимости от их соотношения между собой.

Электрический каротаж основан на изучении кажущегося удельного сопротивления пород (КС) и потенциала электрического поля (ПС) вдоль ствола скважины. Удельное сопротивление горных

пород изменяется в широких пределах – от долей до десятков и сотен тысяч омметров.

Электрическая разведка основана на различной электропроводности горных пород. Так, граниты, известняки, песчаники, насыщенные соленой минерализованной водой, хорошо проводят электрический ток, а глины, песчаники, насыщенные нефтью, обладают очень низкой электропроводностью.

ЛИТЕРАТУРА

1. А. И. Ипатов, М. И. Кременецкий Геофизические методы контроля разработки месторождений нефти и газа: учебник. - М.: Издательский центр РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2012 - 374с.
2. С.П. Скопинцев Аппаратура ГИС - контроль: учебное пособие. - Издательский центр РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2014. - 208 с
3. М.Г.Латышова, В.Г.Мартынов, И.Ф.Соколова. Практическое руководство по интерпретации данных ГИС: учебное пособие. - М.: Недра, 2007 - 328с.
4. Г.М.Золоева, С.Б.Денисов, С.И.Билибин. Геолого-геофизическое моделирование залежей нефти и газа: учебное пособие. - 2-е изд., доп. и перераб. - М.: Макс-Пресс, 2008 - 210 с.
5. Г.М.Золоева, Н.Е.Лазуткина. Интерпретация данных ГИС: учебное пособие. - М.: РГУ нефти и газа им.И.М.Губкина, 2002г. - 100 с.
6. Методические указания для студентов специальности «Прикладная геология», специализации «Геология нефти и газа». - М.: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011 - 36 с.
7. Xolismatov I., Nurmatov M.R., Abidov X.A., Zakirov R.T. Neft va gaz uyumlarini izlash va qidirish metodlari. Darslik. Toshkent, ToshDTU, 2019-327b.
8. Нефть ва газ конлари геологияси: Олий ўқув юртлари учун дарслик. Й.Эргашев, Ф.С.Абдуллаев, М.Д.Қодиров, И.Х. Холисматов; Нефть ва газ конлари геологияси ҳамда қидируви институти ОАЖ; -Т., 2008. 480 б.
9. А.А.Абидов, С.А.Рахматова, Х.А.Абидов. Dunyo neftgazli hududlari va akvatoriyalari. Darslik. -Т.: «Fan va texnologiya», 2015,352 bet.
- 10.И.Х.Холисматов,О.Г.Хайитов, А.Б.Алламуратов, Н.А.Ахмедова. “Нефть ва газ конлари” геологияси фанидан амалий машгулотлар учун услубий курсатма. “Нефть ва газ конлари геологияси ва

разведкеси” бакалаврият таълим йуналиши талабалари учун. Тошкент, ТошДТУ, 2010.

11. Y. Ergashev, I.Xolismatov. Neft va gaz konlarini gidrogeologiyasi- T.: «Fan va texnologiya», 2015, 328 bet.

12. Абидов А.А., Эргашев Й., Қодиров М.Х. Нефт ва газ геологияси. Русча-ўзбекча изоҳли луғат. –Т.: Ўзбекистон Миллий энциклопедияси Давлат илмий нашриёти, 2000.

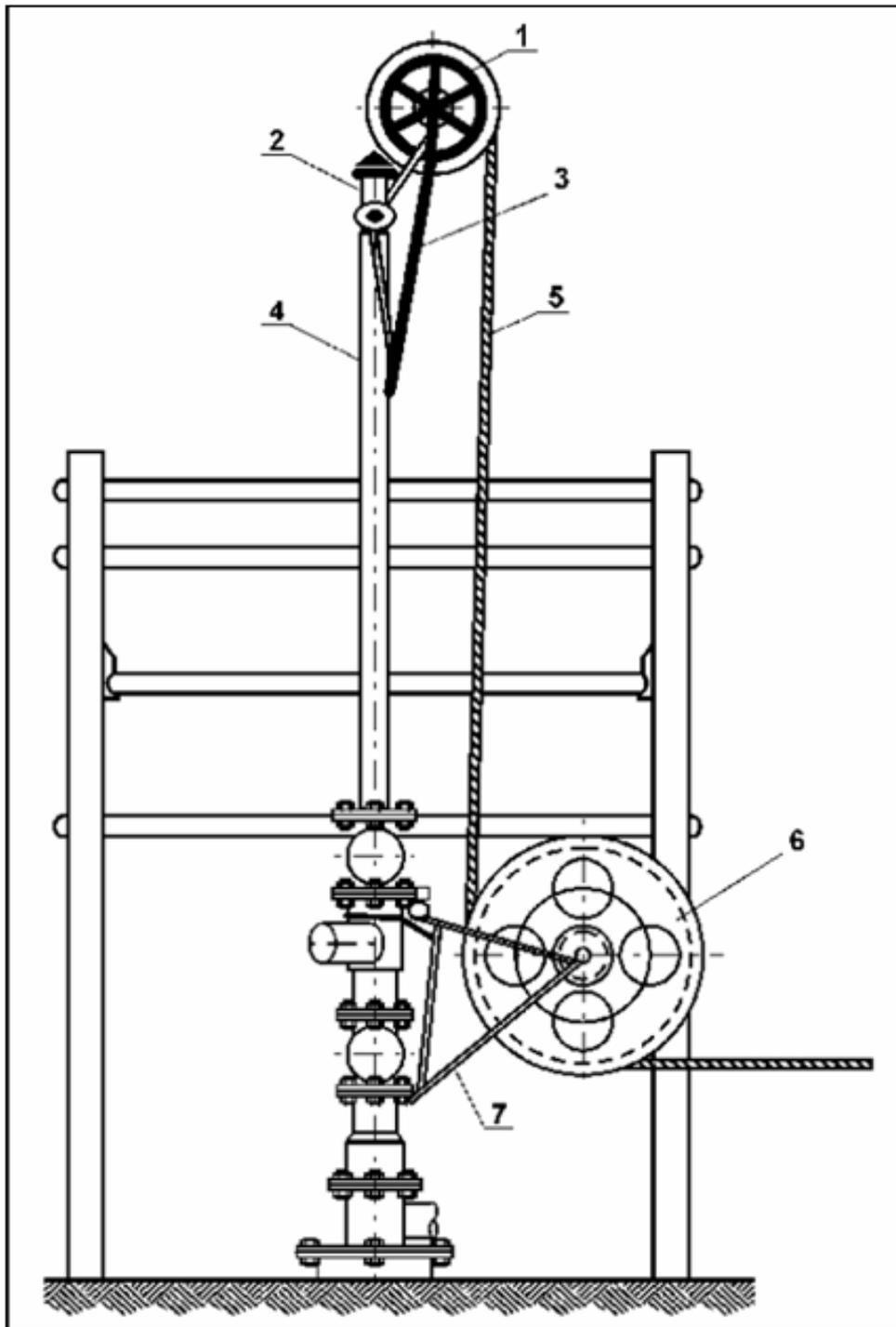
13. Abidov A.A., Ergashev Y, Qodirov M.H. Neft va gaz sanoati. Ruscha-o‘zbekcha izohli lug‘at. –T.: Sharq nashriyot-matbaa aksiyadorlik kompaniyasi Bosh tahririyati, 2004.

14. Регламент проведения контроля за разработкой нефтяных и газовых месторождений геофизическими методами. г. Москва. 2002 г.

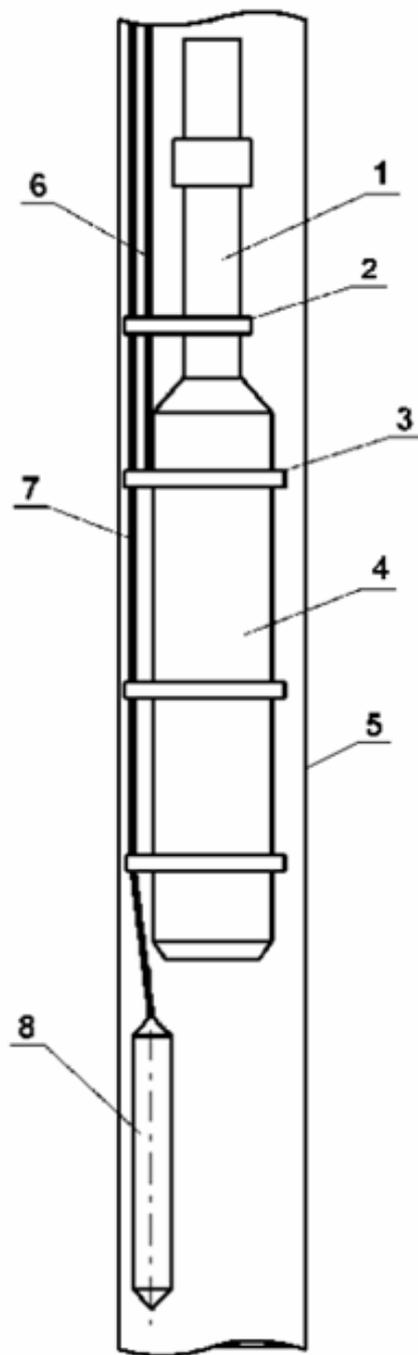
ПРИЛОЖЕНИЯ

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.

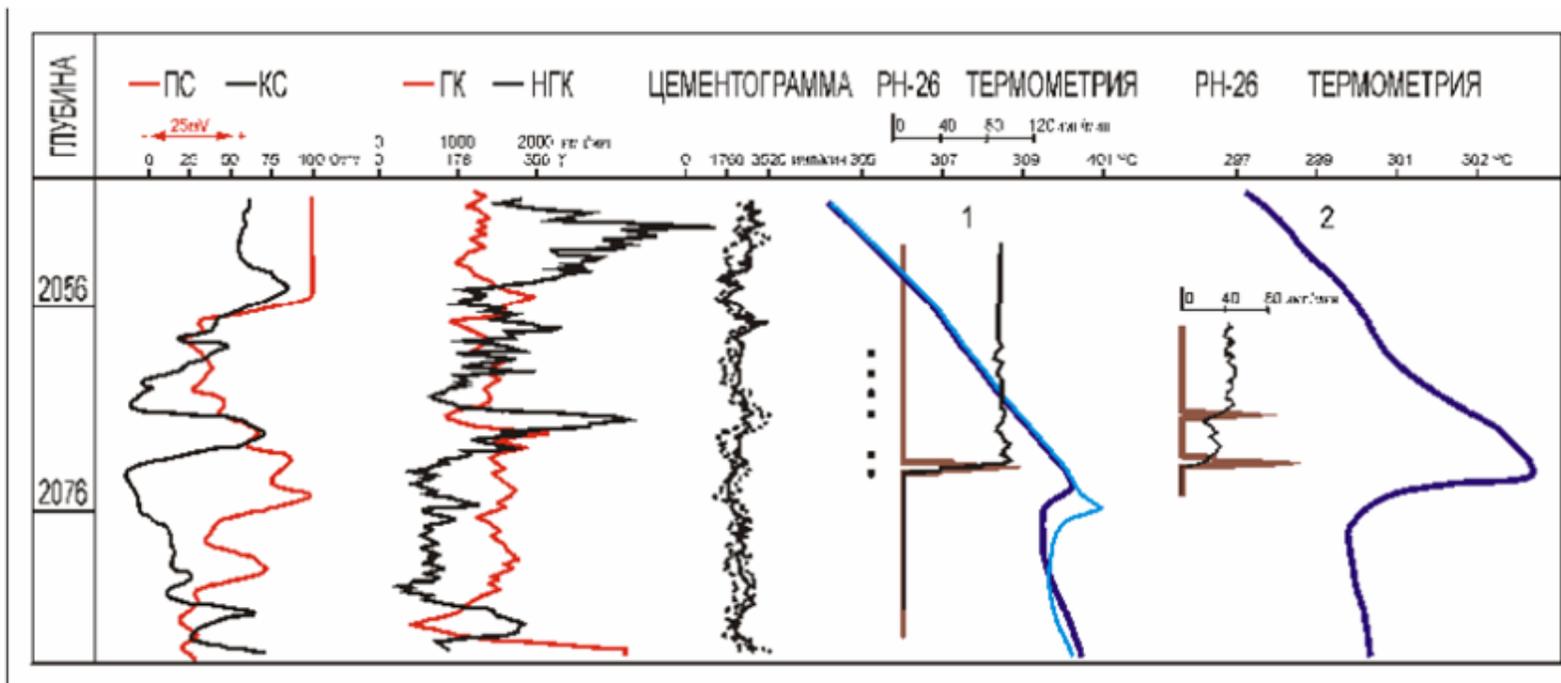


1, 6 - верхний и нижний ролики; 2 - уплотнительное устройство;
3, 7 - верхний и нижний кронштейны; 4 - труба лубрикатора;
5 - каротажный кабель.

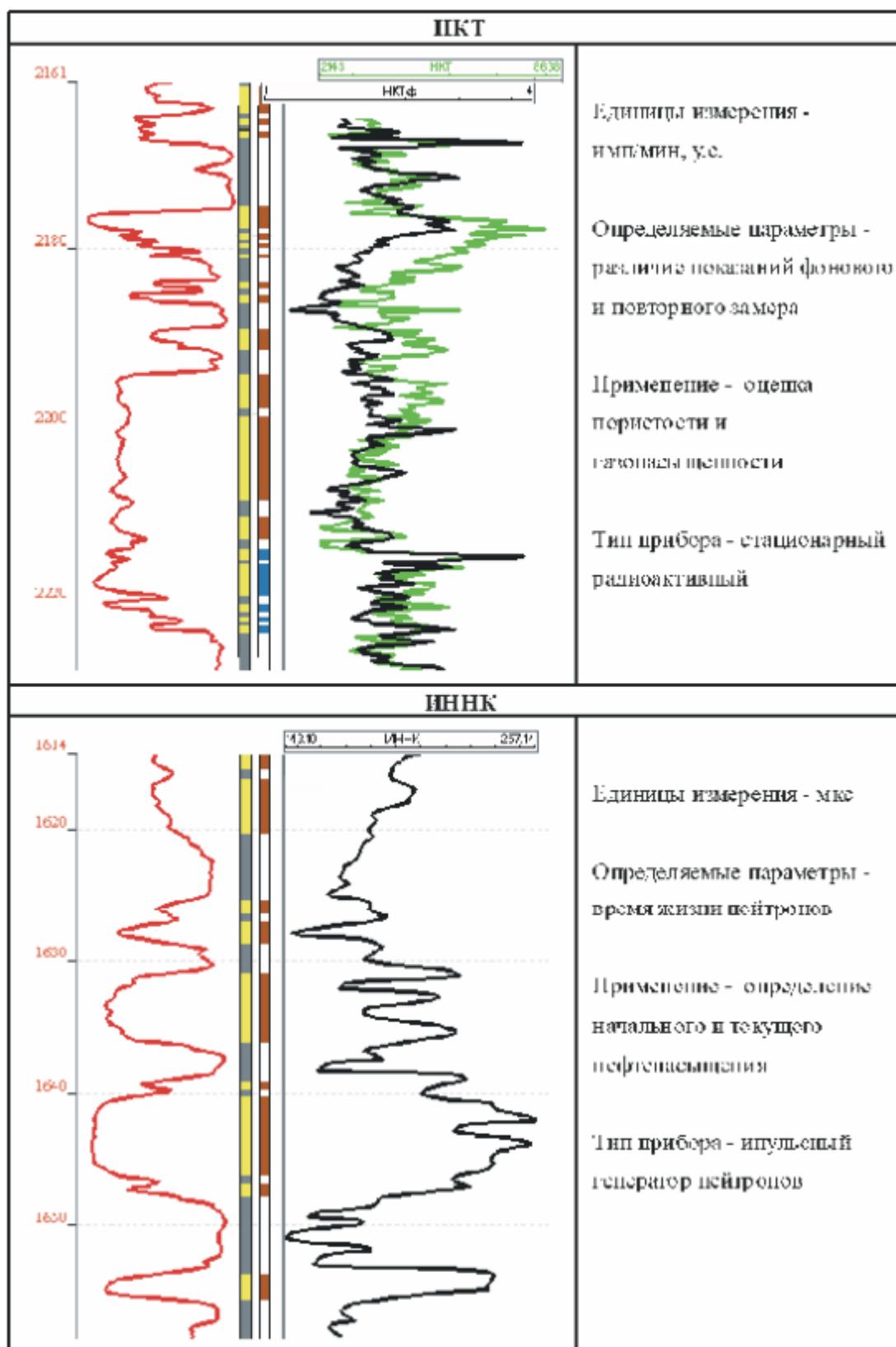


1 - ПКГ, 2, 3 - децентрация на ПКГ и на насос; 4 - насос, 5- обсадная колонна;
6 - силовой кабель, 7- геофизический кабель; 8 - геофизический прибор

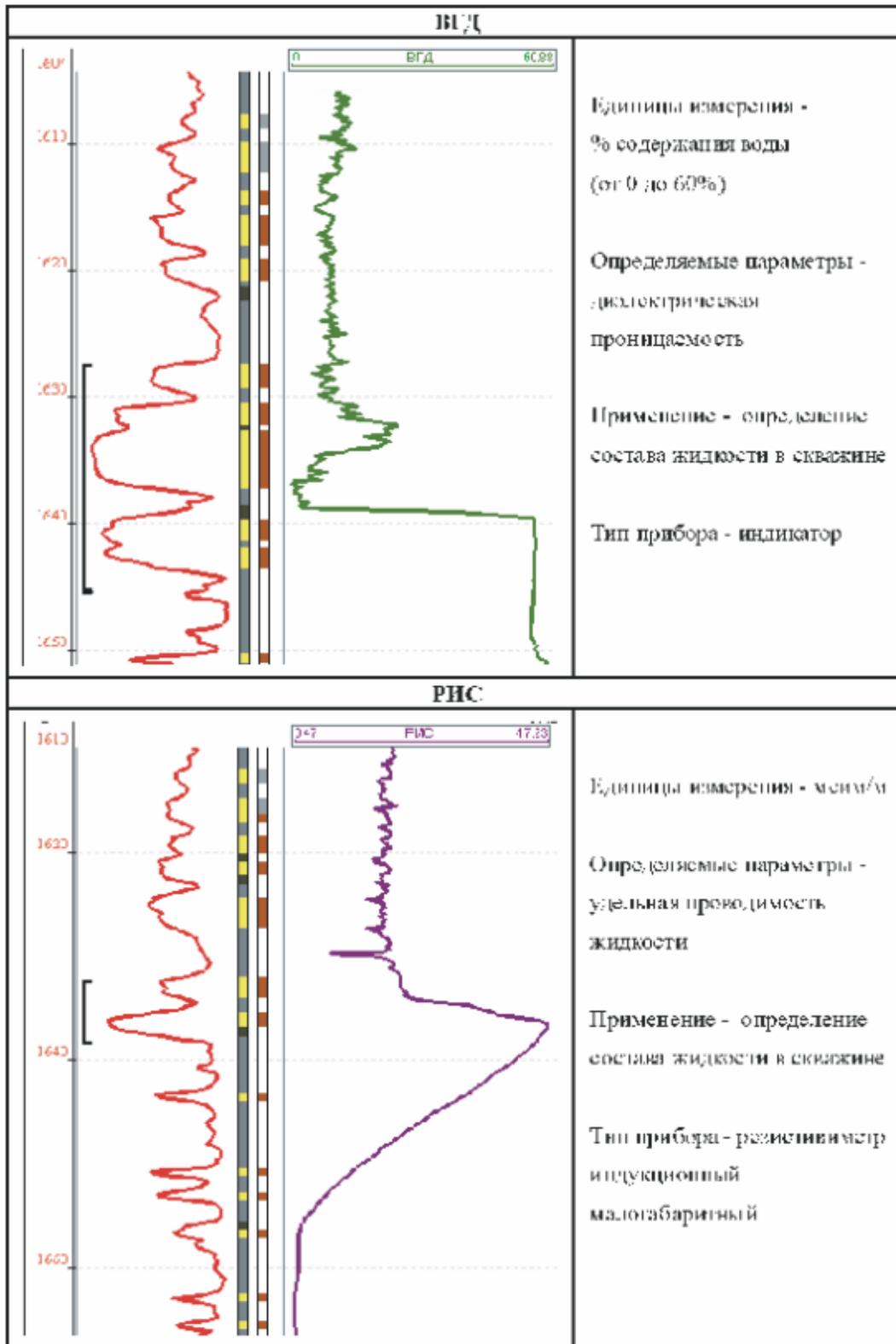
Приложение 4 Способ проведения исследований в скважинах механизированного фонда

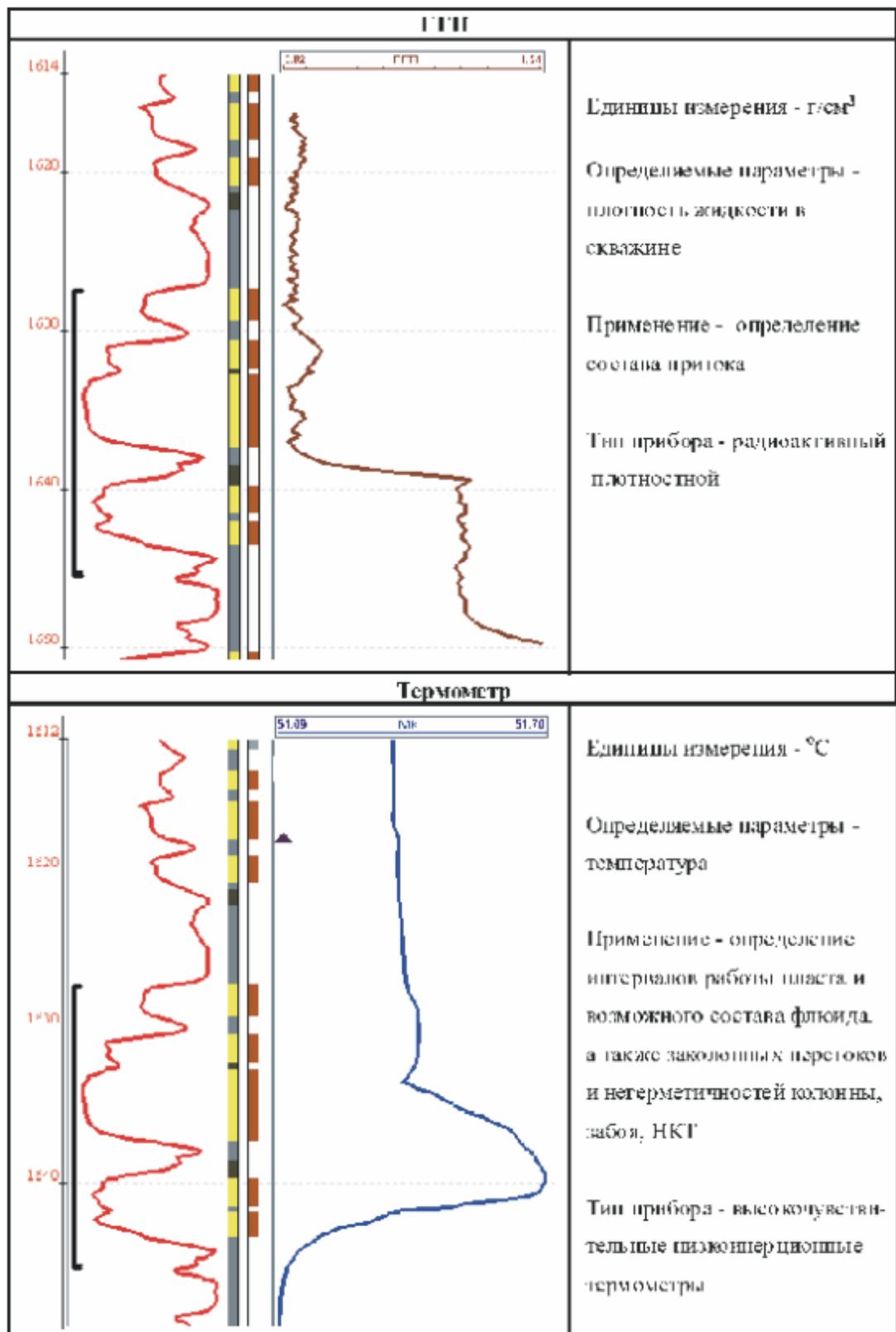


Исследования: 1 - через межтрубное пространство; 2 - через ИПТ

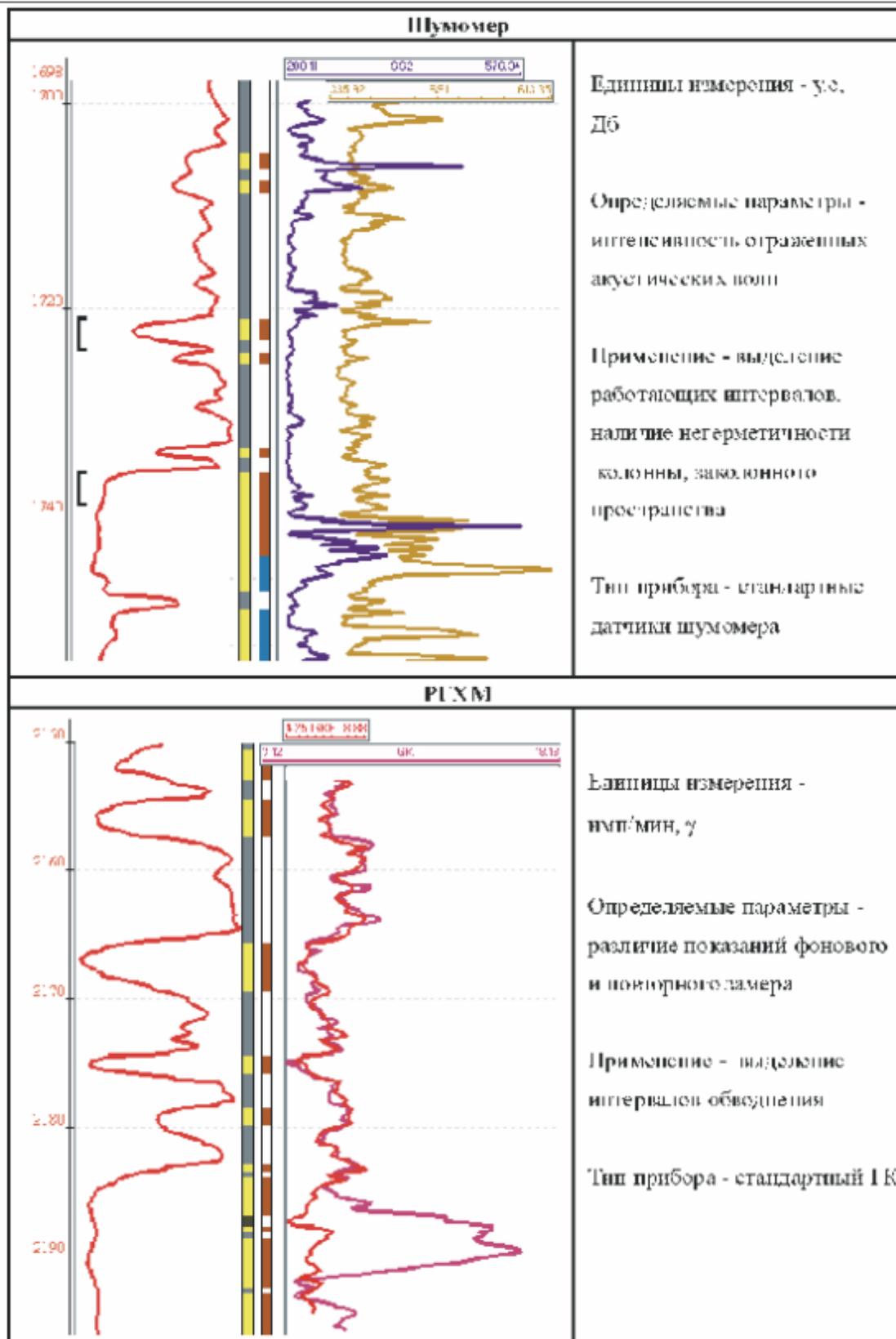


Приложение 7 Примеры формы представления кривых различных промыслово-геофизических методов

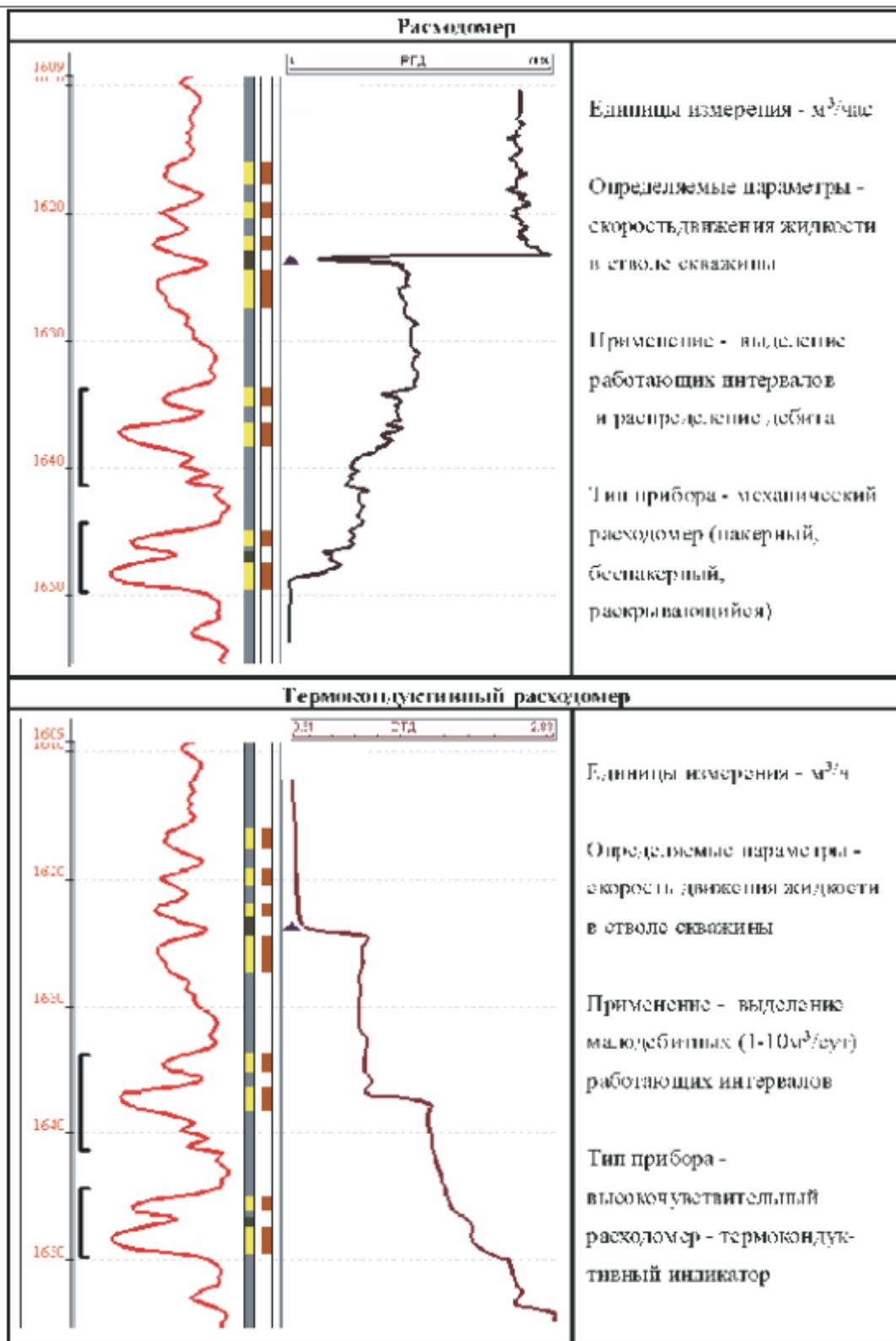




Продолжение приложения 7



Окончание приложения 7



Приложение 7 Примеры формы представления кривых различных промыслово-геофизических методов

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) (ГТП)	РТ ВТ НКТ-50 (ГК)* (ИТП) (ГТП)						(ГК)*- дополнительные методы 1 - при обводнении до 60% 2 - при обводнении более 60% 3 - при дебитах менее 100м ³ /сут в 5" и менее 150м ³ /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) (ГТП) ³	РТ ВТ ВЛ ¹ или ИР ² НКТ-50 (ГК) (ИТП) (ГТП) 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 ГК (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, меченой 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>							

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
1. Цели и задачи контроля за разработкой нефтяных месторождений	4
1.1. Цель и область применения.....	4
1.2. Сущность контроля за разработкой.....	4
1.3. Основные цели и принципы контроля за разработкой..	6
1.4. Задачи, решаемые при контроле за разработкой.....	8
1.5. Системный подход при контроле за разработкой, необходимость системного подхода.....	10
1.6. Обеспечение системного подхода.....	11
1.7. Задачи геофизических методов контроля разработки...	11
2. Условия проведения исследований при контроле за разработкой	13
2.1. Дебитометрия и расходометрия.....	13
2.1.1. Механические дебитометры (расходомеры)	13
2.1.2. Термокондуктивные дебитометры (расходомеры).....	16
2.2. Барометрия.....	17
2.3. Термометрия.....	18
2.4. Влагометрия диэлькометрическая.....	21
2.5. Гамма-гамма плотностеметрия.....	22
2.6. Резистивиметрия.....	26
2.6.1. Индукционная резистивиметрия.....	27
2.6.2. Токовая резистивиметрия.....	27
2.7. Нейтронный активационный метод по кислороду.....	30
3. Технология проведения исследований в скважинах	33
3.1. Понятие системного контроля.....	33
3.2. Возможности определения состояния работы продуктивных пластов в скважинах по данным ГИС-контроля.....	35
3.3. Использование данных ГИС-контроля для проверки детальной геологической модели.....	43
3.4. Способы учета неполноты данных ГИС-контроля во времени и по площади.....	44

3.5. Этапность и периодичность исследований и их комплексирование.....	47
3.6. Решение задач системного контроля с помощью комплексных исследований.....	78
3.7. Планирование и организация системы мониторинга разработки месторождения.....	87
4. Методы контроля за разработкой нефтяных месторождений.....	95
4.1. Геофизические методы контроля.....	95
4.1.1. Нейтронные методы.....	95
4.1.2. Методы состава и притока жидкости в стволе скважины.....	97
4.1.2.1. Влагометрия.....	97
4.1.2.2. Индукционная резистивиметрия.....	98
4.1.2.3. Плотнометрия.....	99
4.1.3. Термометрия.....	101
4.1.4. Акустические методы.....	103
4.1.5. Расходометрия.....	104
4.1.5.1 Гидродинамическая расходометрия.....	104
4.1.5.2. Термокондуктивная расходометрия.....	107
4.1.6. Испытатели пластов.....	110
4.1.6.1. Опробователи пластов на кабеле.....	110
4.1.6.2. Испытатели пластов на трубах.....	112
4.1.7. Радиогеохимический метод.....	113
4.1.8. Форма представления промыслово-геофизических методов.....	114
4.2. Индикаторные методы с закачкой различных трассеров.....	115
4.2.1. Метод радиоактивных изотопов.....	116
4.2.2. Нейтронные методы меченного вещества.....	116
4.2.3. Индикаторы радикального типа.....	117
4.3. Лабораторные методы контроля за разработкой месторождений.....	118
4.3.1. Элементный анализ поверхностных проб нефтей для контроля за разработкой нефтяных	

месторождений.....	118
4.3.2. Метод $K_{сп}$	122
5. Аппаратурное обеспечение исследований при контроле за разработкой.....	124
5.1. Стационарно устанавливаемые комплексы ГИС.....	126
5.2. Технология ГИС в процессе эксплуатации ГИС в газовых скважинах.....	129
5.2.1. Технология байпасного спуска.....	130
5.3. Стандартная технология проведения ГИС.....	131
5.3.1. Кабельный наконечник.....	132
5.3.2. Датчик меток глубины.....	133
5.3.3. Датчик магнитных меток кабеля.....	134
5.3.4. Датчик натяжения кабеля.....	134
5.3.5. Подъемник.....	134
5.3.6. Регистратор.....	136
5.4. Оборудование, применяемое при проведении ГИС на скважинах с избыточным давлением.....	136
5.4.1. Лубрикатор.....	137
5.4.2. Превентор.....	139
6. Построение геолого-технических моделей нефтяных и газовых месторождений.....	141
6.1. Цифровая геологическая модель.....	142
6.2. Методика и результаты детальной корреляции продуктивных пластов.....	148
6.3. Построение цифровых геологических моделей.....	150
6.4. Оценка достоверности моделей продуктивных пластов.....	159
7. Технологическая схема производства обязательного комплекса гис по контролю за разработкой.....	161
8. Принципы проведения системного контроля за разработкой месторождений.....	164
Заключение.....	169
Принятые сокращения	171
Глоссарий.....	173

Литература.....	182
Приложения.....	184

**БЕХЗОД АБДУРАСУЛ УГЛИ АБДУРАХМАНОВ,
БЕКЗОД ИСМОИЛОВИЧ АЛЛАЯРОВ**

**ГЕОФИЗИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ
ЗА РАЗРАБОТКОЙ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

УЧЕБНИК

Редактор А.М.Хусейнов

Подписано в печать 11.05.2022г. Формат 60x84 1/16
Учет.изд.листов 13,25. Усл.печат. лист 13,25. Тираж 10 экз.

Цена договорная.

Издательство “Университет”, Ташкент 100174
ВУЗ-городок, НУУз им. М.Улугбека, Административное здание.
Отпечатано в типографии НУУз им. М.Улугбека