



РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
ПО КОМПЛЕКСИРОВАНИЮ И ЭТАПНОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ
ГЕОФИЗИЧЕСКИХ, ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ И ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ
ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОНЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Москва 2023

Предисловие

1. РАЗРАБОТАН Евразийским союзом экспертов по недропользованию (ЕСОЭН) совместно с Федеральным бюджетным учреждением «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых» (ФБУ ГКЗ), Московским институтом нефтегазового бизнеса, а также нефтегазовыми компаниями.

Творческий коллектив в составе: Афанаскин И.В., Вольпин С.Г., Грандов Д.В., Давыдов А.В., Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Ниязов Н.Р., Федоров В.Н., Федосеев О.Н., Шагиев Р.Р., Смирнов А.Ю., Климов А.М.

Соавторы по разработке «Методических указаний» (МУ): Байрамов В.Р., Басыров М.А., Бондаренко О.А., Гафаров Т.Н., Гончаров И. В., Давлетбаев А.Я., Емельянов Э.В., Кириченко С.В., Колова Л.Г., Лушпеев В.А., Марченко А.В. Махмутов И.Р, Облеков Р.Г., Романов И.А., Ручкин А.А., Стенин А.В., Федотов С.Г., Хабипов Р.М., Хасанов Д.А., Акчурин А.А., Сарапулова В.В., Имамова Е.Ю., Кантемиров Ю.Д., Акинъшин А.В., Самойленко В.В., Рязанова Т.А. Савельев Е.А., Белкин И.Ю., Гильманов Я.И.

ВНЕСЕН Евразийским союзом экспертов по недропользованию (ЕСОЭН).

2. УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ с 01.10.2023 г. Протоколом НТС Федерального агентства по недропользованию (ФАН Роснедра) от 05.10.2023 г. № 03-17/8-пр**.
3. ВВЕДЕН ВМЕСТО ФУНКЦИОНИРУЮЩЕГО ДОКУМЕНТА РД 153-39.0-109-01 «Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений».
4. В настоящем документе реализованы нормы Закона Российской Федерации «О недрах».

СОДЕРЖАНИЕ

1. Назначение и область применения	4
2. Нормативные ссылки	5
3. Термины и сокращения.....	6
4. Основные задачи и назначение Методических указаний	14
5. Назначение и объекты контроля разработки нефтяных и газонефтяных месторождений....	15
6. Стадии разработки месторождений.....	17
7. Основные задачи контроля разработки нефтяных и газонефтяных месторождений.....	18
8. Система контроля разработки.....	19
9. Требования к минимальному комплексу по охвату и периодичности геофизических, гидродинамических и физико-химических исследований на разных этапах разработки месторождений и эксплуатации скважин	53
10. Комплексирование исследований при решении типовых геолого-промысловых задач контроля разработки месторождений	63
11. Комплексирование исследований в скважинах со сложным заканчиванием	66
Приложение А Характеристика и область применения стационарных информационно-измерительных систем длительного перманентного мониторинга геофизических и гидродинамических параметров	67
Приложение Б Анализ длительных кривых дебита и забойного давления в работающих скважинах.....	73
Приложение В Деконволюция как метод интерпретации результатов гидродинамических исследований скважин	76
Приложение Г Использование численного моделирования при планировании и интерпретации гидродинамических исследований скважин	81
Библиография	84

1. НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Настоящие МУ устанавливают единые требования по комплексированию промысловых технологических, геофизических, гидродинамических и физико-химических исследований, как средства диагностического контроля и управления при разработке нефтяных и газонефтяных месторождений, в т.ч. являются основой:

- при формировании программ исследовательских работ в технических проектах разработки месторождений углеводородного сырья, добычи подземных вод для нужд ППД и размещения попутных вод (перечень в соответствии с абз. 2 и 3 п. 10а, абз. 3 п. 10б постановления Правительства РФ от 30.11.2021 г. № 2127);
- при согласовании указанных проектов с комиссиями, создаваемыми Федеральным агентством по недропользованию, его территориальными органами или уполномоченными органами.

Настоящие МУ устанавливают единые правила при осуществлении на территории Российской Федерации деятельности недропользователей с целью геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья (УВС), независимо от ведомственной принадлежности организаций и предприятий.

С утверждением и вводом в действие настоящих Методических указаний прекращается применение РД 153-39.0-109-01 «Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений» [2].

2. НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящем документе использованы ссылки на следующие нормативные документы:

[1]		Федеральный закон от 28.06.2022 г № 218-ФЗ. «О внесении изменений в Закон Российской Федерации «О недрах»». Вступил в силу 28.06 2022 г.
[2]	РД 153-39.0-109-01	Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений
[3]	РД 153-39.0-047-00	Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений, 2000 г.
[4]	МИНИСТЕРСТВО ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЭКОЛОГИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ПРИКАЗ от 20 сентября 2019 года N 639	Об утверждении Правил подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья
[5]	МИНИСТЕРСТВО ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЭКОЛОГИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ПРИКАЗ от 20 сентября 2019 года N 638	О внесении изменений в Правила разработки месторождений углеводородного сырья, утвержденные приказом Минприроды России от 14 июня 2016 г. N 356
[6]	РД 153-39-100-91	Методическое руководство по гидродинамическим, промыслово-геофизическим и физико-химическим методам контроля разработки нефтяных месторождений
[7]	РД 153-39-072-01	Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах

[8]	ГОСТ 8.009-84	Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Нормируемые метрологические характеристики средств измерений
[9]	ГОСТ 32358-2013	Скважины нефтяные и газовые. Геофизические исследования и работы в скважинах. Общие требования
[10]	Приказ Минэнерго России от 28.12.1999 № 445 Приказ Минприроды России от 28.12.1999 № 323	Об утверждении Правил геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах

3. ТЕРМИНЫ И СОКРАЩЕНИЯ

В настоящих Методических указаниях используются следующие термины:

Геофизические исследования и работы в скважинах – исследования и работы, основанные на измерениях естественных и искусственных физических полей во внутрискважинном, околоскважинном и межскважинном пространствах (включает группы методов: «*ГИС-бурение*» или «*ГИС*» в процессе строительства скважин (как правило, в открытом стволе) и «*ГИС-контроль*» или «*ПГИ*» в процессе эксплуатации скважин, в том числе контроль операций, связанных со вторичным вскрытием продуктивных пластов перфорацией (ПВР) и интенсификацией притоков (ИП) с помощью различных геолого-технологических мероприятий (ГТМ): гидроразрыва пласта (ГРП), соляно-кислотной обработки (СКО) и др.

Геохимические исследования (ГХИ) – методы исследования, выполняемые в процессе бурения скважин для выделения в разрезе и оценки пластов, содержащих нефть и газ. Исследования могут выполняться как непосредственно на буровой, так и в условиях стационарной лаборатории. Объектами исследований являются флюиды (газы дегазации бурового раствора, пробы нефти и газа, пробы воды), образцы пород (керна, отмытый шлам), а также экстракты из пород. К ГХИ относятся методы газового каротажа и люминесцентно-битуминологического анализа проб шлама и бурового раствора. Также в комплексе ГХИ могут быть использованы пиролитические, фотоколориметрические, изотопные, хроматографические, хроматомасс-спектрометрические, гидрохимические и другие методы исследований.

Гидродинамические исследования скважин (ГДИС) – совокупность технологических операций по возбуждению пласта путем отбора из него пластового флюида или путем закачки в него жидкости и проведение соответствующих замеров дебитов и давлений в исследуемых скважинах.

Гидропроводность – комплексный фильтрационный параметр, определяемый как произведение эффективной проницаемости пласта на эффективную работающую толщину, деленное на динамическую вязкость пластового флюида.

Давление забойное – давление на забое работающей скважины.

Давление забойное, приведенное – давление, измеренное в скважине и пересчитанное на условно принятую отметку глубины (водонефтяного контакта, кровли перфорации)

Давление насыщения – давление, при достижении которого в процессе снижения давления начинается выделение из нефти растворенного в ней газа.

Давление пластовое, начальное – давление, под которым находятся нефть, вода и газ, насыщающие поровое пространство и (или) трещины коллекторов до начала эксплуатации пласта.

Давление пластовое, текущее – давление, при котором находятся нефть и газ, насыщающие поровое пространство и (или) трещины коллекторов на контуре питания скважин в процессе эксплуатации залежи.

Депрессия на пласт – превышение пластового давления над забойным в добывающей скважине, обуславливающее приток пластовых флюидов в ствол.

Индикаторная диаграмма (ИД) – график зависимости между забойным давлением и дебитом скважины при квазиустановившихся режимах её работы.

Контроль разработки (КР) месторождения – комплексная система исследований и наблюдений за состоянием разработки месторождения (залежи, пласта-объекта разработки) с целью выработки мероприятий по ее регулированию и совершенствованию. КР предполагает определение текущего состояния разработки месторождения на основе обобщения текущей промысловой информации (ТПИ), гидродинамических (ГДИС), геофизических исследований скважин в процессе строительства (ГИС) в открытом стволе, промыслово-геофизических исследований скважин (ПГИ) в процессе эксплуатации (в обсаженном перфорированном и неперфорированном стволе), физико-химических (ФХИ), геохимических (ГХИ) и иных специальных исследований. Информация, получаемая при КР, направлена на всестороннюю диагностику состояния объектов разработки, повышение эффективности разработки пластов.

Коэффициент насыщенности флюидом (водонасыщенность, нефтенасыщенность, газонасыщенность) – отношение объема порового пространства, заполненного флюидом (водой, нефтью, газом), к общему объему пустот.

Коэффициент пористости коллектора – отношение общего объема пустот коллектора к его общему объему.

Коэффициент пористости коллектора, открытой – отношение объема пустот коллектора, соединяющихся между собой в непрерывные каналы.

Коэффициент пористости коллектора, эффективной – отношение объема открытых пор коллектора за вычетом объема связанной воды в порах к его общему объему.

Коэффициент пористости коллектора, динамической – отношение объема открытых пор коллектора, через которые может фильтроваться пластовый флюид, к его общему объему. Динамическая пористость меньше эффективной на величину остаточной нефти.

Коэффициент продуктивности скважины – отношение дебита в стандартных термобарических условиях к депрессии на пласт.

Коэффициент приемистости скважины – аналогичная характеристика нагнетательной скважины, определяемая, как отношение расхода закачки в стандартных термобарических условиях к репрессии на пласт.

Мониторинг добычи (МД) – комплекс мероприятий, направленных на текущий контроль работы «подъемника» (фонтанный, насосный и другие способы добычи). В качестве объекта исследования выступает скважина.

Текущая промысловая информация (ТПИ) – измерения, осуществляемые на устье скважин, или на групповых замерных установках, оперативные измерения технологических параметров скважины на устье и на фиксированной отметке в стволе скважины: температуры, буферного и затрубного устьевых давлений, забойных давлений, дебитов нефти и газа, конденсата и воды в НКТ и затрубном пространстве, уровней раздела фаз в стволе.

Репрессия на пласт – превышение забойного давления над пластовым в нагнетательной скважине, обуславливающее поступление закачиваемого рабочего агента в пласт.

Толщина пласта эффективная – суммарная толщина коллекторов в пределах пласта (горизонта).

Толщина пласта эффективная работающая – эффективная толщина пласта, в пределах которой наблюдается движение флюида.

Объёмный коэффициент для жидкости – отношение объема жидкости с растворенным в ней газом в пластовых условиях к объему этой же жидкости после дегазации (в стандартных условиях).

Подвижность – комплексный фильтрационный параметр, определяемый как отношение эффективной проницаемости пласта к динамической вязкости пластового флюида.

Проводимость – комплексный фильтрационный параметр, определяемый как произведение эффективной проницаемости пласта на его эффективную работающую толщину.

Проницаемость абсолютная – проницаемость коллектора для одной фазы, инертной к пористой среде и полностью насыщающей поровое пространство;

Проницаемость эффективная (фазовая) – проницаемость для конкретной фазы (нефть, газ, вода) в случае многофазных систем.

Пьезопроводность – комплексный фильтрационно-емкостной параметр, определяемый как отношение эффективной проницаемости пласта к произведению упругоёмкости пласта на динамическую вязкость пластового флюида.

Скин-фактор – количественная характеристика состояния призабойной зоны скважины, отражающая изменения фильтрационных свойств этой зоны, геометрические особенности притока и пр.

Технический проект разработки – основной документ, по которому осуществляется комплекс технологических и технических мероприятий по извлечению углеводородов из недр и контролю разработки.

- **Проект пробной эксплуатации (ППЭ) и изменения (дополнения) к нему** – технический проект разработки месторождения УВС, формируемый на стадии разведки с целью получения информации для уточнения геологического строения, добычных возможностей, в т.ч. с использованием различных технологий интенсификации добычи, выполнения подсчёта запасов и подготовки месторождения к промышленной разработке.
- **Технологическая схема (ТСР) и технологический проект разработки (ТПР) месторождения углеводородного сырья, изменения (дополнения) к ним (ДТСР, ДТПР)** – виды технических проектов, формируемые на стадии промышленной разработки. Основными задачами являются выделение эксплуатационных объектов, обоснование систем разработки и технологии воздействия, планирование методов интенсификации добычи УВС, прогноз технологических показателей разработки, обоснование коэффициентов извлечения УВС из пластов.
- **ТСР, ДТСР** – технические проектные документы, которые определяют принципы воздействия на продуктивные пласты и основные положения системы промышленной разработки месторождения на полное развитие до полной выработки извлекаемых запасов УВС (доля геологических запасов категорий А+В₁ по

основному полезному ископаемому составляет не менее 30 %, категории А не более 75 %).

- **ТПР (ДТПР)** – основные технические проектные документы, по которым осуществляется комплекс технологических и технических мероприятий по наиболее полному извлечению нефти и газа из недр и контролю процесса разработки. Составляются по результатам завершения формирования утвержденной системы разработки, а также комплекса специальных исследований (доля геологических запасов категорий А по основному полезному ископаемому составляет не менее 75 %).

Физико-химические исследования (ФХИ) проб жидкостей и газов – это лабораторные исследования устьевых, глубинных проб с целью изучения свойств природных флюидов и процессов их динамического изменения при разработке.

Уровень динамический – уровень жидкости в затрубном пространстве при работе скважины.

Уровень статический – максимальный (установившийся) уровень жидкости в стволе после остановки скважины, соответствующий текущему пластовому давлению в залежи.

В настоящих Методических указаниях используются следующие сокращения:

БГС	– боковой горизонтальный ствол;
БКЗ	– боковое каротажное зондирование;
ВИКИЗ	– высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование;
ВНК	– водонефтяной контакт;
ВС	– вертикальная скважина;
ГВК	– газоводяной контакт;
ГДИС	– гидродинамические исследования скважин;
ГДК	– гидродинамический каротаж;
ГЖК	– газожидкостный контакт;
ГИС	– геофизические исследования скважин («ГИС-контроль» – в обсаженном стволе, «ГИС-бурение» – в открытом стволе);
ГК	– гамма-каротаж (интегральный);
ГНК	– газонефтяной контакт;
ГНКТ	– гибкая насосно-компрессорная труба;
ГНО	– глубинное насосное оборудование;
ГРП	– гидроразрыв пласта;
ГС	– горизонтальная скважина;
ГТМ	– геолого-технологическое мероприятие;
ГХИ	– геохимические исследования;
ДЭК	– дивергентный электрический каротаж в колонне;
ЗКЦ	– заколонная циркуляция (флюида);
ИД	– индикаторная диаграмма;
ИК	– индукционный каротаж;
ИНГК-С	– импульсный нейтронный гамма- каротаж спектрометрический;
ИНК	– импульсный нейтронный каротаж;
КВД	– кривая восстановления забойного давления;
КИИ	– комплект испытательных инструментов;
КПД	– кривая падения давления;
КР	– контроль разработки;
КРС (ПРС)	– капитальный (подземный) ремонт скважин;
КСД	– кривая стабилизации давления;

МВ	– меченое вещество (хлоро- и боросодержащие продукты);
МГРП	– многостадийный гидроразрыв пласта;
МГС	– многоствольная горизонтальная скважина;
МД	– мониторинг добычи;
МРТ	– мультискважинный ретроспективный тест;
МСС	– многоствольная скважина;
НГК	– нейтронный гамма-каротаж;
НКТ (БНКТ)	– насосно-компрессорные трубы (БНКТ – башмак НКТ);
ННС	– наклонно-направленная скважина;
НОВ	– нерастворимое органическое вещество;
ОВС	– оптоволоконные распределенные системы;
ОПК	– опробование пластов на кабеле;
ОПР	– опытно-промышленные работы;
ОРЭ	– одновременно-раздельная эксплуатация (ОРД/ОРЗ – добыча/закачка);
ПГИ	– промыслово-геофизические исследования;
ПГК	– промыслово-геофизический контроль;
ПП	– профиль приемистости;
ПС	– метод потенциалов самопроизвольной поляризации (СП);
ПСП	– профиль и состав притока
РИР	– ремонтно-изоляционные работы;
РНО	– раствор на нефтяной основе;
РОВ	– рассеянное органическое вещество;
РУО	– раствор на углеводородной основе;
РТ	– расходомерия термокондуктивная;
СИИС	– стационарные информационно-измерительные системы;
СПО	– спускоподъемные операции;
ТМ	– термометрия;
ТМС	– телеметрические системы по силовому кабелю ЭЦН;
ТПИ	– текущая промысловая информация
ТРИЗ	– трудноизвлекаемые запасы;
ТС	– технический контроль состояния скважины;

УКК	– углеродно-кислородный (C/O) каротаж (на основе ГИНР – метода неупругого рассеивания быстрых нейтронов и ГИРЗ – метода радиационного захвата) – соответствует ИНГК-С;
УКП	– устройство контроля притока (типа «inflow control device (ICD)»);
УЭС	– удельное электрическое сопротивление;
ФЕС	– фильтрационно-емкостные свойства;
ФХИ	– физико-химические исследования флюидов (PVT);
ШГН	– штанговый насос;
ШС	– шумометрия спектральная;
ЭДС	– электродвижущая сила;
ЭЦН	– электроцентробежный насос;
ЯМК	– ядерный магнитный каротаж;
DAS	– distributed acoustic sensor / распределенный сейсмоакустический датчик на основе оптоволоконна;
DTS	– distributed temperature sensor / распределенный датчик температуры на основе оптоволоконна;
ICD	– inflow control devise / устройство контроля притока;
MDT (CHDT)	– modular dynamic tester / модульный испытатель пластов (case hole dynamic tester / для обсаженных скважин);
PLT	– production logging tool / прибор для промыслово-геофизических исследований;
PVT	– pressure-volume-temperature analysis: анализ физических свойств нефти, газа и воды (фазовое поведение, плотность, вязкость, объемный коэффициент, изотермическая сжимаемость и др.) при изменении давления и температуры;
Y-tool	– байпасное оборудование со сдвинутым малогабаритным электроцентробежным насосом.

4. ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ И НАЗНАЧЕНИЕ МЕТОДИЧЕСКИХ УКАЗАНИЙ

4.1. Методические указания направлены на обеспечение комплексного изучения геофизическими, гидродинамическими и физико-химическими исследованиями скважин и пластов с целью рационального использования и охраны недр и окружающей среды.

4.2. Методические указания ориентированы на создание информационной базы для проектирования и научного сопровождения разработки нефтяных и газонефтяных месторождений, для реализации основных положений Закона Российской Федерации от 21.02.92 № 2395-1 «О недрах» (с изменениями и дополнениями от 14.07.2022, № 320-ФЗ) в области изучения и рационального использования, и охраны недр, разведки и добычи углеводородов.

4.3. Методические указания предназначены для использования специалистами служб, осуществляющих разработку нефтяных и газонефтяных месторождений, организаций недропользователей, научно-исследовательских и проектных организаций, разрабатывающих проектно-технологическую документацию для комплексного изучения и использования недр, специализированных сервисных компаний, занимающихся вопросами комплексных методов геолого-геофизического изучения и информационного сопровождения процессов разработки нефтяных и газонефтяных залежей и пластов.

4.4. Методические указания применяются при разработке и внесении дополнений и изменений в руководящие и нормативные документы в области комплексных геофизических, гидродинамических и физико-химических исследований скважин и пластов, бурения и эксплуатации скважин, разведки и разработки месторождений УВС, подготовке инструкций, требований, правил, описывающих теоретические и методические аспекты, технику и технологию проведения, методы обработки, интерпретацию, анализ, хранение и применение результатов исследований скважин и пластов.

4.5. Исполнителями и потребителями комплексных работ по исследованиям скважин и пластов могут являться недропользователи и предприятия, выполняющие данные работы на основании разрешений, выданных в установленном порядке органами управления государственным фондом недр в пределах Российской Федерации и ее континентального шельфа.

Производителями комплексных работ по исследованию скважин и пластов могут являться геофизические предприятия (подразделения) при выполнении геофизических исследований и работ в скважинах, нефтегазодобывающие предприятия (в том числе их исследовательские подразделения и центры и т.п.), научно-исследовательские и проектные организации и др., имеющие лицензии, выданные в установленном порядке на осуществление соответствующих видов деятельности, связанных с комплексным геолого-физическим изучением и использованием недр.

4.6. Результаты комплексного изучения скважин и пластов (ГИС, ГДИС, ТПИ, ФХИ и ГХИ) и эффективность их практического применения в качестве информационного обеспечения и сопровождения процессов разработки рекомендуется подвергать финансово-экономическому анализу (расчеты стоимости работ и отдельных структурных элементов ГДИС в зависимости от качества итоговой информации, их влияние на технико-экономические показатели и эффективность проведения, например, ГТМ и др.).

5. НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЪЕКТЫ КОНТРОЛЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОНЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

5.1. Под контролем разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений понимают сбор, обработку и обобщение первичной информации о залежи с целью получения сведений о текущем состоянии и динамике показателей разработки.

5.2. Назначение системного контроля разработки месторождений состоит в получении данных о состоянии и изменениях, происходящих в продуктивных пластах в процессе их эксплуатации с целью информационного обеспечения управления процессами разработки, включая обеспечение необходимыми данными постоянно действующих геолого-технологических моделей залежей.

5.3. Многообразие технологий промыслового и геофизического контроля разработки обусловлено разнообразием объектов исследований и их геолого-промысловыми характеристиками. Объекты контроля разработки делятся на уровни. Объект любого уровня может быть представлен в виде геолого-технологической модели, которая способна описать основные процессы, протекающие при его эксплуатации.

5.4. Различают геолого-гидродинамические модели месторождения (залежи), пласта, скважины, системы «пласт–скважина». Модели многопластовых месторождений должны учитывать возможные взаимовлияния отдельных объектов (межпластовые перетоки, переводы скважин с одного пласта на другой, приобщения пластов и т. д.).

5.5. Специфика системы контроля разработки нефтяных и газонефтяных месторождений зависит от особенностей разрабатываемых пластов и месторождения в целом,

специфики фонда скважин (включая их назначение, тип добываемой продукции, способ эксплуатации, тип траектории, специфику конструкции, способа заканчивания и пр.).

5.6. Разрабатываемые залежи отличаются количеством объектов эксплуатации, геометрическими и литолого-стратиграфическими параметрами, способом поддержания энергии пластов, стадией разработки.

5.7. Скважины по назначению бывают: опорные, поисковые, структурные, оценочные, параметрические, разведочные, эксплуатационные (добывающие и нагнетательные), контрольные скважины, разделяющиеся на наблюдательные (неперфорированные) и пьезометрические (перфорированные), специальные (водозаборные, поглощающие, метрологические, резервные и пр.). Отдельный интерес для контроля разработки представляют скважины уплотняющего бурения (на момент их строительства).

5.8. Добывающие скважины по способу эксплуатации делятся на фонтанные, газлифтные и эксплуатируемые механизированным способом (с ЭЦН, ШГН, струйными насосами и др.).

5.9. По типу конструкции (способу заканчивания забоя) различают скважины: с открытым забоем, с цементируемым и не цементируемым фильтром, перфорированные; с заканчиванием ГРП или многостадийным ГРП и др.

5.10. По вариантам внутрискважинного оборудования различают скважины с НКТ выше продуктивной толщи, с НКТ, полностью или частично перекрывающими продуктивную толщу; с пакером и без в затрубном пространстве, с компоновками одновременно-раздельной эксплуатации пластов (ОРД или ОРЗ), с компоновками-устройствами контроля (выравнивания) притока (типа «ICD»).

5.11. По типу траектории ствола скважины могут быть отнесены к вертикальным (ВС), наклонно-направленным (ННС), горизонтальным (ГС), многоствольным (МСС) многоствольным горизонтальным (МГС), горизонтальным боковым стволам (БГС).

5.12. По типу подъемника различают скважины, оборудованные пусковыми муфтами, циркуляционными клапанами и насосами.

5.13. Скважины различаются также по количеству совместно эксплуатируемых пластов и по своему состоянию (находящиеся в отчетный период в действующем фонде, в бездействующем фонде, в ожидании освоения и пр.).

5.14. С точки зрения планирования и реализации системы исследований по контролю разработки наиболее приоритетным является разделение добывающих скважин на стабильно работающие (фонтанные, газлифтные, оборудованные электроцентробежными или штанговыми насосами ЭЦН/ШГН, байпасами Y-tool с малогабаритными ЭЦН), работающие в режиме нагнетания (водонагнетательные, газонагнетательные), не работающие

(бездействующие, пьезометрические и наблюдательные), гидрогеологические (водозаборные, поглощающие, наблюдательные на водоносный горизонт).

6. СТАДИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

6.1. В зависимости от уровня изученности и трендов добычи нефти разделяют несколько стадий состояния разработки месторождений / эксплуатационных объектов. Каждая стадия характеризуется отличительными особенностями при проведении комплекса промыслового, геофизического и физико-химического контроля.

6.2. На *начальной стадии* пробной эксплуатации месторождения (залежи) оцениваются запасы и продуктивные (добычные) возможности по отдельным скважинам и пластам, насыщается информацией геологическая модель пластов, исследуются свойства пластовых флюидов, обосновывается система заканчивания скважин.

6.3. На *стадии разбуривания* месторождения с последующим *периодом пиковой и стабилизированной добычи* детализируются геологические модели пластов, пересчитываются запасы, при освоении новых скважин расширяется объем информации о фильтрационно-емкостных свойствах пластов, работающих толщинах, скин-факторах и пр., опробуются перспективные технологии разработки пластов и эксплуатации скважин, оценивается соответствие фактической добычи и потенциальной продуктивности пластов и скважин.

6.4. При достижении *пиковой добычи* изучаются и анализируются измеренные параметры ФЕС пластов и продуктивные характеристики скважин, используемые для построения (настройки) геолого-технологической цифровой модели месторождения, обосновывается (на основе модели) система оптимизации добычи (при этом ПГИ и ГДИС преимущественно реализуются в фонтанных скважинах, в насосных скважинах в период проведения КРС, а также в нагнетательных скважинах).

6.5. В период *стабилизированной добычи* (достижении так называемой «полки») определяется эффективность принятой системы разработки, оценивается охват запасов процессами выработки, выявляются основные направления фильтрационных потоков, по результатам базовых исследований экспертируются гидродинамические модели залежей, контролируются технологические параметры работы скважин, обосновываются и проводятся (с оценкой эффективности) ГТМ и КРС, необходимые для поддержания уровня добычи по месторождению, обосновывается необходимость дополнительного бурения.

6.6. На *стадии падающей добычи* оценивается распределение остаточных запасов по площади и разрезу, устанавливаются причины массового обводнения скважин, оценивается эффективность РИР, контролируется динамика изменения энергетических свойств пласта, обосновываются дополнительные ГТМ.

6.7. *Поздняя (завершающая) стадия* характеризуется низкими темпами разработки. Наблюдается высокая обводненность продукции и падение добычи нефти и повышение себестоимости добычи практически до уровня рентабельности, основная роль ГТМ состоит в поддержании приемлемого технического состояния стволов эксплуатационных скважин и подземного оборудования.

7. ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ КОНТРОЛЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОНЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

7.1. Контроль разработки месторождений преследует достижение следующих целей:

- детализация геологического строения (включая оценки гидродинамической связи между пластами и скважинами), оценка запасов углеводородов;
- прогноз добычных возможностей продуктивных пластов с учетом планируемой динамики изменения физико-химических свойств пластовых флюидов;
- мониторинг добычи продукции на устье;
- оценка характера выработки нефти (газа) при заводнении пластов, выявление направления фильтрационных потоков, поиск целиков;
- оценка текущей и остаточной нефте(газо)насыщенности в отдельных частях залежи и в пластах;
- контроль перемещения ВНК и ГНК (ГВК) в процессе разработки;
- контроль энергетического состояния пластов, определение фильтрационно-емкостных параметров резервуара;
- контроль технологических параметров эксплуатационных скважин и мониторинг их технического состояния.
- контроль эффективности проводимых на скважине ГТМ, РИР (КРС/ЛРС)

Достижение перечисленных целей обеспечивает:

- выбор оптимального режима работы скважины, подбор технологического оборудования, оценка эффективности ГТМ и КРС (технологический контроль);
- определение эксплуатационных характеристик вскрытого перфорацией пласта (эксплуатационный контроль);
- исследование процесса вытеснения нефти и газа в пласте (геолого-промысловый контроль);
- изучение состояния скважин (технический контроль).

7.2. Достижение перечисленных целей предполагает использование результатов исследований скважин для следующих параметрических и целевых задач:

- уточнение технического состояния, конструкции и траектории ствола скважины;
- диагностика и оценка емкостных свойств, оценка начального (фоновое) распределения насыщенности коллекторов;
- определение положения продуктивных толщин и геологических неоднородностей;
- определение оценочных гидродинамических параметров, контроль энергетического состояния продуктивного пласта до начала эксплуатации;
- оценка текущей или остаточной нефтенасыщенности и определение уровней контактов в продуктивных пластах;
- мониторинг технологических параметров эксплуатации в добывающих скважинах;
- мониторинг технологических параметров закачки в нагнетательных скважинах;
- контроль динамики и равномерности выработки продуктивных пластов на основе определения фильтрационно-емкостных параметров, энергетического состояния пласта и профилей фазовых притоков;
- контроль динамики заводнения продуктивных пластов на основе определения фильтрационно-емкостных параметров, энергетического состояния пласта и профилей приемистости;
- контроль динамики энергетического состояния пласта по площади залежи;
- мониторинг технологических параметров поглощающих и водозаборных скважин, задействованных в системе ППД.

8. СИСТЕМА КОНТРОЛЯ РАЗРАБОТКИ

8.1. Системный контроль разработки предполагает регулярность получения текущей промысловой информации (ТПИ), проведения гидродинамических исследований (ГДИС), методов промыслово-геофизического контроля (ГИС-контроля), физико-химических (ФХИ) методов исследований скважин.

8.2. **ТПИ** включают регулярные измерения на скважинах дебита жидкости, обводнённости продукции, газового фактора, устьевых давлений: буферного и затрубного,

забойного и пластового давлений, замеры статических и динамических уровней. Устанавливается контроль за выносом песка, солеобразованием и т. п.

От полноты и достоверности исходной геолого-промысловой информации зависит точность прогнозных расчетов показателей разработки месторождения. Необходимо, чтобы все вводимые в эксплуатацию скважины были оснащены соответствующей контрольно-измерительной аппаратурой или подключены к замерной системе.

8.3. **ФХИ** включают получение и анализ глубинных и поверхностных проб (включая и те, что периодически получают при проведении межскважинного трассирования с закачкой в пласт различных меченых веществ через нагнетательные скважины).

ФХИ входят в состав геохимических (ГХИ) исследований, которые также предполагают лабораторный анализ нефтенасыщенных пород (керна, шлам) и могут быть применены при необходимости в качестве основного или вспомогательного инструмента для решения задач контроля разработки.

Целями проведения исследований являются:

- установление закономерностей изменения в составе и свойствах флюидов в разрезе и по площади отдельного пласта/залежи;
- выявление интервалов нефтегазонасыщения;
- уточнение флюидальных контактов, прогноз наличия нефтяных оторочек на основе изучения состава флюида;
- установление отличий в составе и свойствах флюидов в отдельных залежах месторождения.

В случае выявления отличий флюидов информация ГХИ может быть использована для:

- детализации геологического строения пласта (литологический и тектонический факторы) и выявления гидродинамически несвязанных блоков;
- выявления межпластовых перетоков;
- разделения суммарной добычи по пластам.

На этапе разработки и эксплуатации методы ФХИ позволяют изучать процессы обводнения, солеобразования и гидратообразования, коррозии, образования эмульсий и т.д.

Комплекс ГХИ может включать параметры вещественного, группового, компонентного, молекулярного, биомаркерного, микроэлементного, изотопного состава и др. Спектр проводимых исследований зависит от конкретных задач и технических возможностей лаборатории, выполняющей исследования.

Дополнительно могут быть решены задачи по выявлению интервалов нефтегазоматеринских пород, а также их типизации по комплексу геохимических параметров как для экстрактов из пород, так и для нерастворимого органического вещества (НОВ) пород.

Региональное обобщение геохимических данных, и корреляция нефтей с битумоидами (экстрактами) из нефтематеринских пород позволяет локализовать очаги генерации углеводородов, выявить основные пути миграции углеводородных флюидов и восстановить процесс формирования месторождений. Геохимический комплекс исследований позволяет обосновать отличия и закономерности изменения в составе и свойствах флюидов в пределах месторождений и отдельных залежей.

Применение геохимических методов может быть ограничено или невозможно в случаях бурения скважин на РУО (раствор на углеводородной основе) / РНО (раствор на нефтяной основе).

Формирование коллекции для изучения (количество образцов и частота их отбора) и комплекс геохимических исследований (виды исследований) определяются «геологическим паспортом объекта» - набором параметров (нефтегазоносная провинция, возраст отложений, их литологический состав, насыщенность РОВ (рассеянного органического вещества), степень катагенетической преобразованности РОВ), а также конкретной целью и поставленными задачами.

В случае «пропущенных» этапов изученности месторождения во избежание утраты генетической информации по керну и флюидам, ГХИ рекомендуется проводить на этапе разработки месторождения.

8.4. **ГДИС** – совокупность технологических операций по возбуждению пласта путем отбора из него пластового флюида или путем закачки в него жидкости и проведение соответствующих замеров дебитов и давлений в исследуемых скважинах.

Различают следующие **технологии ГДИС**:

- регистрация давления и дебита или расхода на квазиустановившихся режимах фильтрации в добывающей или нагнетательной скважине (метод «установившихся» отборов или «установившихся» закачек) с построением индикаторной диаграммы (ИД);
- регистрация изменения давления на забое добывающей скважины (при подъёме уровня)
- регистрация изменения давления на забое добывающей или нагнетательной скважины в цикле остановки скважины, дебита или расхода до остановки скважины (КВД – кривая восстановления давления в добывающей скважине, КПД – кривая падения давления в нагнетательной скважине);

- регистрация изменения давления на забое добывающей скважины, дебита в цикле пуска скважины в работу после остановки (КСД);
- исследования добывающих (нагнетательных) скважин, включающие несколько последовательно сменяющих себя циклов запуска с различным дебитом (расходом) (ИД-КСД, ИД-КПД), в том числе включающие циклы остановки (ИД-КВД);
- гидропрослушивание – регистрация изменения забойного давления в реагирующей скважине (как правило - добывающей) в результате намеренного изменения режима работы (включая пуск и остановку) возмущающей скважины (добывающей или нагнетательной, одной или нескольких), а также регистрация изменения забойного давления при долговременном мониторинге давления и дебита или расхода нескольких соседних скважин для выявления их взаимовлияния и определения фильтрационно-емкостных свойств пласта в межскважинной зоне.

По результатам ГДИС может быть определён тип коллектора, выявлены зоны неоднородности пласта и границы в пласте (постоянного давления, непроницаемые, частично проницаемые), установлено взаимовлияние (интерференция) скважин.

По результатам ГДИС оценивают начальное и текущее энергетическое состояние пласта (пластовое давление), коэффициент продуктивности скважины, фильтрационно-емкостные характеристики пласта (проницаемость, гидропроводность, подвижность, проводимость, пьезопроводность), характеристики совершенства вскрытия пласта (скин-фактор).

В случае, недовосстановленного пластового давления (при исследовании методами КВД, КПД) возможно использование инструментов численного моделирования (с использованием Proху-моделей таких, как CRM, CAM, MLR, OCM и др.) или деконволюции (ДКВ, МДКВ) с целью получения информации об энергетическом состоянии объекта и его фильтрационных свойствах.

Представленные методы являются косвенными в определении $P_{пл}$ и ФЕС, требующими дополнительной оценки достоверности получаемых результатов. Необходимо их сопоставление с данными прямых ГДИС (по изучаемой скважине или соседним с ней скважинам, эксплуатирующим тот же объект разработки). В случае отсутствия прямых методов ГДИС на объекте разработки, применение косвенных методов определения параметров недопустимо.

8.5. ГИС-контроль объединяет комплекс промыслово-геофизических методов, которые по условиям проведения измерений в скважине, задачам и информативности делятся на:

- ГИС на этапе строительства скважин при разбуривании месторождения или уплотнении сетки (в открытом стволе);
- ГИС на этапе эксплуатации, чаще всего в обсаженном стволе: ПГИ.

Основными направлениями проведения ГИС являются: изучение петрофизических свойств и литологии изучаемых геологических разрезов, мониторинг разработки месторождений углеводородов, изучение технического состояния скважин, проведение прострелочно-взрывных и других работ в скважинах. Методы ГИС информативны при решении задач, связанных с оценкой насыщенности коллекторов, в том числе при контроле разработки, бурении боковых стволов и уплотнении сетки. Часть методов этой группы используют для оценки текущей насыщенности коллекторов, перекрытых обсадной колонной.

8.6. Методы **ПГИ** делятся по целям исследования на:

- методы определения текущей и остаточной насыщенности пластов;
- методы определения притока-состава и приемистости;
- методы определения технического состояния скважин.

8.7. Информативность методов ПГИ, ГИС и ГДИС при контроле разработки приведена в табл.1, краткое описание и информативность основных методов ГИС и ПГИ приведены в табл. 2.

Особенностью ПГИ является более широкий спектр технологий, отличающихся поведением геофизических параметров по глубине и во времени (табл. 3).

Таблица 1. Информативность методов контроля разработки

№ пп.	СПОСОБЫ ЭКСПЛ. СКВАЖИН	МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ	ОЦЕНИВАЕМЫЕ ПАРАМЕТРЫ, ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ, ОГРАНИЧЕНИЯ	ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПРИ КОНТРОЛЕ РАЗРАБОТКИ
КОМПЛЕКСНАЯ ЗАДАЧА, условия, границы применимости				
1	УТОЧНЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ, КОНСТРУКЦИИ И ТРАЕКТОРИИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ <i>На всех стадиях разработки, предполагающих как бурение новых скважин, в течение всего времени эксплуатации скважины до срока ее ликвидации.</i>			
1.1	Все типы скважин по назначению, особенностям конструкции и заканчивания.	<p>ГИС: Широкая линейка специальных геофизических методов, работающих как в заглушенных, так и в действующих скважинах: гироскопическая инклинометрия, профилометрия, акустические, радиоактивные, механические, электромагнитные методы комплексов ТС ПГИ.</p> <p>Для комплексов методов характерна многовариантность, поэтому они должны уточняться индивидуально с учетом конкретных условий исследуемой скважины и имеющегося аппаратурно-методического обеспечения.</p> <p>ГДИС: параметры совершенства вскрытия пласта, характеризующие нарушение технического состояния (загрязнение призабойной зоны, перфорации, фильтра и пр.)</p> <p>ПГИ: притоки (поглощения), связанные с негерметичностями обсадных колонн и подземного оборудования.</p> <p>ПГИ, ГДИС: интервалы и интенсивность ЗКЦ и заколонных межпластовых перетоков.</p>	<p>Параметры траектории, азимуты и углы в точках траектории ствола.</p> <p>Фактическое расположение элементов конструкции скважины (абсолютные отметки, протяженности интервалов, пространственное расположение). Соответствие элементов конструкции дизайнам заканчивания (хвостовики, пакеры, мандрели, интервалы перфорации трещины ГРП, пр.).</p> <p>Геометрические и прочностные параметры элементов конструкции скважин и ГНО, включая: начальные и текущие параметры толщин труб у эксплуатационных и лифтовых колонн, наличие участков с негерметичностями, смятием и коррозией колонн, характеристики качества цементирования, наличие в стволе лифта сужений сечения потока вследствие парафиновых, солевых или гидратных отложений. Состояние внутри лифта и хвостовика заканчивания, интервалы перфорации и фильтра.</p> <p>Интервалы межпластовых перетоков и негерметичностей обсадных колонн и подземного оборудования.</p>	<p>Подтверждение (уточнение) соответствия траектории и системы заканчивания скважины (ствола) исходному дизайну бурения (особенно для ГС, БГС, ГС с многостадийным ГРП, МСС).</p> <p>Подтверждение (уточнение) соответствия скважины дизайну заканчивания (трещины ГРП, МГРП, интервалы фильтра).</p> <p>Уточнение (оценка) положения и геометрических размеров элементов конструкции скважины, колонн, ее подземного оборудования (в том числе после аварии).</p> <p>Обоснование ремонтно-изоляционных работ по ликвидации перетоков, ЗКЦ и негерметичностей.</p>

2	ДИАГНОСТИКА И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ОЦЕНКА НАЧАЛЬНОГО (ФОНОВОГО) РАСПРЕДЕЛЕНИЯ НАСЫЩЕННОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ <i>Во всех типах скважин на начальных стадиях разработки</i>				
2.1	Уплотняющие на этапе строительства	Комплекс ГИС-бурения в бурящихся скважинах (стволах МСС), уплотняющих стволах или в пилотах, а также специальные методы ПГИ (ГИС-контроля), применяемые в обсаженных скважинах (включая методы: НК, ИНК, ИНГК-С (УКК), ДЭК или ИК, ВИКИЗ, ДК (при обсадке наблюдательных скважин стеклопластиковыми трубами)). Дополнительная оценочная информация может быть получена в процессе ГДК, предусматривающего поточечный отбор пластовых проб (ОПК).	Литолого-фациальные характеристики, емкостные свойства, коэффициенты начальной нефте- и газонасыщенности продуктивных толщин. Начальные отметки уровней контактов в продуктивных пластах (ВНКнач, ГНКнач, ГВКнач).	Определение степени и характера начальной нефте-, газо- и водонасыщенности в толщинах пласта, зеркала межфлюидальных контактов. Экспертная оценка начальных запасов углеводородов.	
2.2	Длительно простаивающие		Дополнительно к п.2.1 оценка температуры пласта, близкой к естественной (геотермической).		
2.3	Уплотняющие скважины на этапе освоения	Все скважины	ГИС-ПГИ: методы ГИС открытого ствола совместно с данными НК, ИНК, ИНГК-С (УКК), ДЭК или ИК, ВИКИЗ, ДК (при обсадке продуктивного интервала стеклопластиковыми трубами).	Литолого-фациальные характеристики, емкостные свойства коллекторов, начальные нефте- и газонасыщенные толщины. Начальные отметки уровней контактов в продуктивных пластах (ВНКнач, ГНКнач, ГВКнач).	Определение степени и характера начальной нефте- и газо-и водо- насыщенности в толщинах пласта, зеркала межфлюидальных контактов. Экспертная оценка начальных запасов углеводородов.
		Вскрывающие одиночный пласт	ГДИС: регистрация кривой изменения давления во времени на забое (КВД) после понижения уровня без выхода на радиальный режим течения.	Начальное пластовое давление и коэффициент продуктивности.	Оценка добычных возможностей пласта (совместно вскрытых пластов)
			ГДК или комплексы на основе испытателей пластов на кабеле (ОПК) и трубах (ОПТ): RFT, MDT-CHDT, КИИ и пр.	Фильтрационно-емкостные свойства, характеристики совершенства вскрытия коллектора и начальное пластовое давление, состав притока по устьевой пробе (ОПТ), профиль изменения проницаемости призабойной зоны и пластового давления по толщине пласта, состав притока по глубинным пробам (ОПК), флюидальные контакты (ГЖК, ВНК).	
Вскрывающие совместно нескольких пластов	ГДИС: регистрация кривой изменения давления во времени на забое (КВД) после понижения уровня.	Осредненные начальное пластовое давление и коэффициент продуктивности скважины.			
	Испытание пластов (ОПТ) без разобщения отдельных пластов (пропластков).	Условно осредненные фильтрационно-емкостные свойства, характеристики совершенства вскрытия и начальные давления совместно вскрытых коллекторов.			
		Испытание пластов (ОПТ) с поэтапным опробованием путем установки пакеров для разобщения отдельных пластов (пропластков).	Индивидуальные фильтрационно-емкостные свойства, характеристики совершенства вскрытия коллекторов и начальные пластовые давления для каждого пласта, состав притока по устьевым пробам.		

2.4	Наблюдательные (глухие), длительно простаивающие	ГИС-ПГИ: НК, ИНК, ИНГК-С (УКК), ДЭК.	Литолого-фациальные характеристики, емкостные свойства и начальная насыщенность коллекторов. Фоновые значения температуры.	
3	ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ТОЛЩИН И ГЕОЛОГИЧЕСКИХ НЕОДНОРОДНОСТЕЙ <i>Все типы скважин (стволов) на этапах бурения и на начальных стадиях разработки.</i>			
3.1	Уплотняющие	ГИС, ПГИ: Комплекс ГИС в бурящихся скважинах, уплотняющих стволах или в стволах-пилотах, специальные методы ПГИ, применяемые после обсадки скважин: НК, ИНК, ИНГК-С (УКК), ДЭК или ИК, ВИКИЗ, ДК (при обсадке наблюдательных скважин стеклопластиковыми трубами), ГДК. Методы, оценивающие характерные изменения гидродинамической проводимости в удаленных зонах пласта (ГДИС (РТА) или результаты гидродинамического или потокометрического взаимодействия скважин по ГДИС (РТА) или исходя из динамического анализа ППС и ПП в соседних скважинах). ГДИС и ГХИ: (при гидродинамической связи с пластом в длительно простаивающих эксплуатационных скважинах).	Результаты профильной или объемной корреляции границ продуктивных толщин с использованием результатов ГДИС (технологии диагностики взаимодействия скважин) и ФХИ (закачка индикаторных веществ, информация и анализ проб).	Уточнение положения продуктивных толщин пластов и геологических неоднородностей (высокопроводящих прослоев, трещиноватых зон пласта, а также гидродинамических экранов в межскважинном пространстве) - на основе анализа результатов исследований как в отдельных скважинах, так и по комплексному анализу результатов исследования группы близко расположенных пробуренных или уже действующих скважин
3.2	Контрольные или длительно простаивающие эксплуатационные			
3.3	Действующие	ГДИС: циклические исследования ИД+КВД (необходимые длительности циклов должны быть обоснованы моделированием).	Геологические границы, наличие в разрезе высокопроводящих трещин, характер возможного взаимодействия соседних скважин.	
3.4	Действующие и простаивающие	ГДИС: исследования по специальной программе гидропрослушивания на основе целенаправленного изменения режима работы действующих (возмущающих) скважин, с постоянным мониторингом расхода в возмущающих и давления на забое в реагирующих скважинах. ГДИС: долговременный непрерывный мониторинг давления на забое в эксплуатирующихся и простаивающих скважинах, предполагающий по необходимости кратковременные остановки и изменения режима работы действующих скважин.	Характер и интенсивность взаимодействия скважин, указывающие на степень гидродинамической связи между ними, фильтрационно-емкостные свойства межскважинного пространства.	
4	ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОЦЕНОЧНЫХ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ, КОНТРОЛЬ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА ДО НАЧАЛА ЭКСПЛУАТАЦИИ <i>Предпочтительны строго вертикальные скважины, преимущественно в условиях открытого ствола (до обсадки). Исследования проводятся до начала разработки (до изменения компонентной и фазовой насыщенности пласта).</i>			
4.1	Длительно простаивающие	ТПИ: дискретные измерения давления на забое.	Начальное пластовое давление (при наличии гидродинамической связи с пластом).	Определение начального энергетического состояния пласта (есть ограничения по

4.2	Уплотняющие на этапе освоения, вскрывающие одиночный пласт	ГДИС: регистрация кривой изменения давления во времени на забое (КВД) после понижения уровня.	Оценочные начальное пластовое давление и коэффициент продуктивности.	оценке Рпл в низкопроницаемых объектах ТРИЗ). Определение потенциальных добывных возможностей пласта. Распределение состава в пробах и точечный профиль замеров Рпл - дают возможность оценить местоположения ГЖК и ВНК. Обоснование рекомендаций по интенсификации притока.
4.3		Гидродинамический каротаж (ГДК) или комплексы на основе испытателей пластов на кабеле (ОПК) и трубах (ОПТ): RFT, MDT-CHDT, КИИ и пр.	Фильтрационно-емкостные свойства, скин-фактор, начальное пластовое давление, состав притока по устьевой пробе (ОПТ), профиль изменения проницаемости призабойной зоны и пластового давления по толщине пласта, состав притока по глубинным пробам (ОПК).	
4.4	Уплотняющие на этапе освоения, вскрывающие совместно несколько пластов	ГДИС: регистрация кривой изменения давления во времени на забое (КВД) после понижения уровня.	Осредненные начальное пластовое давление и коэффициент продуктивности в интервале испытаний.	
4.5		ГДИС: испытание пластов (ОПТ) без разобщения отдельных пластов (пропластков).	Условно осредненные фильтрационно-емкостные свойства, скин-фактор и начальные давления совместно вскрытых коллекторов.	
4.6		ГДИС: испытание пластов (ОПТ) с поэтапным опробованием путем установки пакеров для разобщения отдельных пластов (пропластков).	Индивидуальные фильтрационно-емкостные свойства, скин-фактор и начальные пластовые давления для каждого пласта, состав притока по устьевым пробам.	
4.7	При стабильном притоке	Циклические ГДИС (включая decline analysis), обычно в комплексе: с РVT* (анализ пластовых проб) и иногда с ПГИ (профиль и состав притока).	Коэффициент продуктивности, фильтрационно-емкостные свойства в ближней и дальней зоне пласта, скин-фактор, начальное Рпл (включая его профильное распределение).	
5.	ОЦЕНКА ТЕКУЩЕЙ ИЛИ ОСТАТОЧНОЙ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ УРОВНЕЙ КОНТАКТОВ В ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТАХ <i>На всех стадиях разработки для всех типов скважин, но со значительными ограничениями по применимости у отдельных методов. Предпочтительно для решения данной задачи использовать опорную сеть из специальных контрольных (наблюдательных) неперфорированных скважин</i>			
5.1	Контрольные наблюдательные (глухие)	ПГИ: НК, ИНК, ИНГК-С (УКК), ДЭК или ИК, ДК, ВИКИЗ (при обсадке продуктивного интервала стеклопластиковыми трубами).	Литолого-фациальные характеристики, емкостные свойства коллекторов, текущие и остаточные значения коэффициентов нефте и газонасыщенности и их соотношения: Кн-тек, Кг-тек, Кн-ост, Кг-ост, Кн/Кг-тек, Кн/Кг-ост.	Определение степени и характера текущей и остаточной нефте- и газонасыщенности в толщинах по разрезу пласта.
5.2	Уплотняющие добывающие (ВС, ННС, ГС)	В скважинах с вертикальным и наклонно-направленным стволом ГИС-ПГИ: НК, ИНК, ИНГК-С (УКК), ДЭК. В горизонтальных скважинах – методы ГИС открытого ствола (включая ЯМК) как в горизонтальной, так и в пилотной частях ствола.	Текущие уровни контактов в продуктивных пластах, (ВНК, ГНК, ГВК)-тек. Есть ограничения по оценкам Кн, Кг в карбонатных разрезах и в объектах с низкими коэффициентами пористости. Не все методы хорошо работают в условиях пресных вод или при кольматированной зоне проникновения.	Динамика изменения зеркала флюидальных контактов, диагностика локальных прорывов минерализованных и пресных вод и газа. Экспертная оценка текущих и остаточных запасов

5.3	Эксплуатационные добывающие (ВС, ННС, ГС)	В скважинах с вертикальным и наклонно-направленным стволом ПГИ: данные методов НК, ИНК, ИНГК-С (УКК), ДЭК. В горизонтальных скважинах: ПГИ: данные методов НК, ИНК, ИНГК-С (УКК).	Часть методов (например, ИНК) в условиях пресных вод решает задачу только на качественном уровне (выявление невыработанных или слабо выработанных толщин) - при использовании «активной» технологии с искусственной закачкой в пласт и последующей очисткой «меченого вещества» (соединений хлора).	Контроль динамики обводнения залежи вследствие работы нагнетательных скважин и ЗКЦ.
6	МОНИТОРИНГ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ В ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИНАХ <i>На всех стадиях активной разработки во всех типах эксплуатационных скважин. Расчеты технологических параметров добывающей скважины могут быть некорректны, если скважина эксплуатируется в условиях заколонной циркуляции (ЗКЦ) с гидродинамическим связанным соседним пластом (например, водоносным).</i>			
6.1	Определение параметров режима работы в скважине (термобарические условий в стволе, состав продукции, дебит и пр.)			
6.1.1	Все добывающие	ТПИ: периодические измерения компонентных расходов на устье.	Изменение по времени параметров режима работы скважины (температура, давление, суммарный и компонентные расходы), определенные по данным указанных исследований технологические характеристики режима работы скважины.	Оперативное получение актуальной информации о технологических параметрах режима работы скважины на забое и на устье.
6.1.2	Добывающие фонтанирующие, эксплуатируемые ЭЦН с У- tool Вертикальный (ВС) и наклонно-направленный (ННС) ствол	ТПИ: измерение устьевых и затрубного давлений в действующей, остановленной и длительно простаивающей скважине с пересчетом на глубины кровли перфорации и ВНК.	Забойное давление в действующей скважине на глубине кровли перфорации или ВНК (ГЖК) Забойное давление через заданное время после остановки скважины на глубине кровли перфорации или ВНК (ГЖК) Близкое к пластовому давлению на глубине кровли перфорации или ВНК (ГЖК).	Оптимизация режима отбора на основе детального мониторинга технологических параметров
		ТПИ+ПГИ: мониторинг фазовых расходов, давления и температуры на устье, а также распределение профиля и состава притока по длине ствола (в продуктивной зоне).	Изменение по времени параметров режима работы скважины (температура, давление, суммарный и компонентные расходы), определенные по данным указанных исследований характеристики лифта.	
		ТПИ: измерение давления и его эпюры в стволе действующей, остановленной и длительно простаивающей скважине вблизи забоя с пересчетом на глубины кровли перфорации и ВНК.	Забойное давление и плотность заполнителя ствола в действующей скважине на глубине кровли перфорации или ВНК (ГЖК). Забойное давление и плотность заполнителя ствола через заданное время после остановки скважины на глубине кровли перфорации или ВНК (ГЖК). Пластовое давление и плотность заполнителя ствола на глубине кровли перфорации или ВНК (ГЖК).	
		ТПИ: определение давления и дебита на технологической депрессии.		
		ГДИС: измерения давления и дебита при циклическом изменении депрессии (технология ИД).	Определение коэффициента продуктивности и пластового давления.	
6.1.3	Не переливающие при освоении	ПГИ-ПСП: периодические измерения методами определения притока-состава.	Профили изменения по длине ствола объемных и массовых содержаний воды, нефти и газа.	

			Динамика изменения состава заполнителя ствола во времени в стабильно работающей скважине во времени. Динамика изменения состава заполнителя ствола непосредственно после запуска, изменения депрессии и остановки скважины.
6.1.4	Добывающие фонтанирующие ГС, в том числе с МГРП	При решении задачи по п. 6.1.2, измерения проводятся в вертикальной части ствола. Задача по п. 6.1.3, 6.1.4 решается попутно с оценкой профиля фазового притока.	
6.1.5	Добывающие с (ВС) и (ННС) стволом, эксплуатируемые механизированным способом (ЭЦН, ШГН)	ТПИ ¹⁾ (ЭЦН, ШГН): измерение затрубного давления в действующей, остановленной, длительно простаивающей скважине с пересчетом на заданную глубину (в отсутствие пакера в затрубье). Аналогичные измерения датчиком на приеме ЭЦН.	Забойное давление в действующей скважине на глубине кровли перфорации или ВНК (ГЖК) Забойное давление через заданное время после остановки скважины на глубине кровли перфорации или ВНК (ГЖК). Близкое к пластовому давлению на глубине кровли перфорации или ВНК (ГЖК).
		ТПИ: определение давления на забое ²⁾ и дебита на технологической депрессии.	
		ГДИС: измерения давления на забое ²⁾ и дебита при циклическом изменении депрессии (технология ИД).	Определение коэффициента продуктивности и пластового давления.
		ГДИС: мониторинг изменения давления во времени в процессе восстановления уровня	Определение пластового давления и коэффициента продуктивности, приближенная оценка ФЕС и скин-фактора при достаточной длительности остановки скважины.
		ПГИ (ЭЦН): долговременный online мониторинг параметров определения притока-состава на глубине пласта (в том числе при совместной эксплуатации нескольких пластов) с помощью стационарной измерительной системы (типа «Спрут») ³⁾	Непрерывный мониторинг геофизических параметров определения притока-состава (давление, температура, расход, водосодержание) в кровле каждого из совместно эксплуатируемых пластов (при ОРД).
¹⁾ При отсутствии пакера в межтрубье ²⁾ В скважине, оборудованной ШГН аналогичные дистанционные измерения давления и температуры на забое могут быть проведены путем спуска глубинного прибора на кабеле в межтрубное пространство ниже уровня жидкости (при угле наклона ствола до 10°). ³⁾ В скважинах с ШГН аналогичные измерения температуры и давления могут быть выполнены с помощью стационарной системы типа «ГИК»			
7	МОНИТОРИНГ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ЗАКАЧКИ В НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ <i>На всех стадиях активной разработки при всех способах заканчивания скважин. Расчеты оптимального режима работы нагнетательной скважины могут быть некорректны, если скважина эксплуатируется в условиях заколонной циркуляции (ЗКЦ) с соседним пластом (пластами). Оптимальный режим работы нагнетательной скважины предусматривает «управление» длиной и высотой трещины автоГРП, т.к. это одна из наиболее вероятных причин таких негативных явлений, как: непроизводительная закачка и опережающее обводнение соседних добывающих скважин.</i>		

7.1	Все нагнетательные скважины	ТПИ: измерение давления на устье и в стволе действующей, остановленной, длительно простаивающей скважины с пересчетом на заданную глубину кровли перфорации или ВНК (ГЖК).	Забойное давление в действующей скважине на глубине кровли перфорации или ВНК (ГЖК). Забойное давление через заданное время после остановки скважины на глубине кровли перфорации или ВНК (ГЖК). Близкое к пластовому давлению на глубине кровли перфорации или ВНК (ГЖК).	Текущие значения расходов, забойного давления и приемистости. Дополнительно анализируются возможность и степень образования в интервале закачки трещины «автоГРП», через которую может не только увеличиваться текущая приемистость, но и образовываться гидродинамическая связь с другими коллекторами.
7.2		ТПИ+ПГИ: мониторинг расхода, давления и температуры на устье и по длине в продуктивной части ствола	Изменение по времени параметров режима работы скважины (температура, давление, суммарный и компонентные расходы), определенные по данным исследований характеристики эффективности закачки.	
7.3		ТПИ: измерение давления на устье и в стволе действующей скважины совместно с определением расхода на устье	Определение коэффициента приемистости	
7.4	Нагнетательные ГС в том числе с МГРП	Нагнетательные с горизонтальным стволом, в том числе с многостадийным ГРП	Аналогично п. 7.1-7.3, но если технология требует регистрации давления на забое, измерения проводятся в вертикальной части ствола	
8	КОНТРОЛЬ ДИНАМИКИ И РАВНОМЕРНОСТИ ВЫРАБОТКИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ НА ОСНОВЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННО ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ, ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ И ПРОФИЛЕЙ ФАЗОВЫХ ПРИТОКОВ <i>На всех стадиях активной разработки во всех типах действующих добывающих скважин, включая заканчивания с ОРД и ГС, Результаты используются при обосновании и расчётах эффектов от целевых ГТМ (ГДИС, decline analysis). Задачи наиболее актуальны в условиях, когда при разработке с системой ППД стимулируются опережающие прорывы по пласту воды (как закачиваемой, так и пластовой) или газа, а также образуются прорывы нежелательных агентов, связанные с поступлением этих компонент из соседних горизонтов (перетоки по трещинам ГРП, путем ЗКЦ, конусообразования)</i>			
8.1	Добывающие фонтанные скважины с ВС или ННС. Скважины механизированного фонда (ЭЦН), исследуемые в технологической депрессии с помощью «У-тоо» в том числе при ГРП	ПГИ: методы определения притока-состава совместно и данными методов по оценке текущей и остаточной насыщенности в горизонтальных стволах с включением в комплекс метода спектральной шумометрии. Дополнительно вместе со стандартными геофизическими комплексами определения притока-состава в многопластовых ВС (ННС) с ОРД и в эксплуатационных ГС (в том числе с МсГРП) могут применяться: - периодические измерения методами определения притока-состава, долговременный мониторинг геофизических параметров на фиксированных глубинах (скважины механизированного фонда) с использованием систем стационарного глубинного мониторинга в виде гирлянд (кос) точно-распределенных датчиков (модулей) или распределенных ОВС кабель-сенсоров (DTS-DAS) - точно-распределенные системы маркерного долговременного мониторинга разных типов - хвостовики «умного заканчивания» с дистанционным управлением открытия интервалов фильтра (портов) ICD/УКП - альтернативные активные методы и технологии ПГИ с искусственной закачкой МВ и его фиксацией по замерам ГК, ИНК, ТМ	Термобарические условия на глубине спуска подземного оборудования, расходы рабочей жидкости, негерметичности элементов подземного оборудования, заколонная циркуляция (ЗКЦ) связанная с негерметичностью, связанные с работой оборудования особенности динамики заполнения ствола. Профиль и состав притока по компонентам: истинные и расходные содержания компонентов (воды, нефти, газа, в потоке), дебиты пластов и работающие толщины, их объемные и весовые доли пластов в притоке, коэффициенты продуктивности по пластам, интенсивность межпластовых внутриколонных перетоков, притоков через негерметичности, заколонной циркуляции (ЗКЦ).	Динамика эксплуатации скважины и выработки пласта, нарушения в работе скважины Адаптированные по результатам исследований скважин гидродинамические модели, (кубы и карты проницаемости и проводимости) с целью оптимизации бурения и системы ППД; Обоснование (расчет эффекта) ГТМ по интенсификации добычи по конкретным скважинам, попутно: определение технического состояния скважин (НЭК, ЗКЦ, негерметичности искусственного забоя и элементов подземного оборудования)

8.2		ГДИС: запись кривой стабилизации давления на забое при запуске скважины (КСД, МРТ)	<p>Особенности динамики расхода и давления, связанные с работой оборудования.</p> <p>Текущее пластовое давление (по КСД при пуске скважины $R_{пл}$ не определяется), коэффициент продуктивности, скин-фактор пласта, фильтрационно-емкостные свойства коллектора при текущей насыщенности (гидропроводность, пьезопроводность, проницаемость, подвижность, проводимость и пр.).</p> <p>При ОРЭ – индивидуальная оценка параметров с учетом возможного взаимовлияния пластов в процессе эксплуатации скважины.</p> <p>Геометрические характеристики пласта (наличие высокопроводящих прослоев, экранов и пр.).</p> <p>Есть ограничения по оценке $R_{пл}$ в объектах ТРИЗ (коллекторы низкой проницаемости).</p>
8.3		ГДИС: измерения давления в стволе вблизи забоя при остановке скважины (КВД)	
8.4		<p>ГДИС: при исследовании фонтанирующих скважин циклические исследования ИД, ИД+КВД в стволе вблизи забоя</p> <p>ГДИС: при исследовании скважин механизированного фонда долговременные измерения давления в стволе вблизи забоя при запуске скважины (КСД) с периодическими остановками скважины (КВД).</p>	
8.5	Добывающие фонтанные ГС, скважины механизированного фонда (ЭЦН), исследуемые на технологической депрессии с помощью оборудования «У-too!» в том числе при МсГРП	ПГИ-ПСП: модифицированные методы определения притока-состава (многодатчиковые модули), ШС; специальные технологии термических исследований (приоритетное использование в малодебитных скважинах с контрастным распределением притоков по стволу).	Интервалы притока, работающие толщины при притоке, доля пластов в притоке, состав притока, интервалы ЗКЦ и межпластовых перетоков.
8.6		ГДИС: измерения давления в стволе вблизи забоя при запуске скважины (КСД).	<p>Определение продуктивности, пластового давления, скин-фактора и ФЕС, для определения работающих толщин и оценки индивидуальных параметров совместном вскрытых толщин используются ПГИ. По КСД пластовое давление не определяется.</p>
8.7		ГДИС: измерения давления в стволе вблизи забоя при остановке скважины (КВД).	
8.8		<p>ГДИС: при исследовании фонтанирующих скважин циклические исследования ИД, ИД+КВД в стволе вблизи забоя</p> <p>ГДИС: при исследовании скважин механизированного фонда долговременные измерения давления в стволе вблизи забоя при запуске скважины (КСД, МРТ) с периодическими остановками скважины (КВД).</p>	
8.9	Добывающие вертикальные или наклонно-направленные стволы	ПГИ-ПСП: методы определения притока-состава совместно с данными методов по оценке текущей и остаточной насыщенности (при угле наклона ствола до 10°).	Интервалы притока, работающие толщины при притоке, доля пластов в притоке, состав притока, интервалы ЗКЦ и межпластовых перетоков.

8.10		ГДИС: измерения давления в стволе вблизи забоя при запуске скважины (КСД).	Определение продуктивности, скин-фактора и ФЕС, для определения работающих толщин и оценки индивидуальных параметров совместном вскрытых толщин используются ПГИ.	
8.11		ГДИС: измерения давления в стволе вблизи забоя при остановке скважины (КВД).		
8.12		ГДИС: циклические исследования ИД, ИД+КВД в стволе вблизи забоя.		
9	КОНТРОЛЬ ДИНАМИКИ ЗАВОДНЕНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ НА ОСНОВЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ, ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПЛАСТА (ГДИС) И ПРОФИЛЕЙ ПРИЕМИСТОСТИ (ПГИ) <i>Любые действующие скважины нагнетательного фонда ППД (включая заканчивания с ОРЗ или ГС). Задача наиболее актуальна в условиях, когда при разработке (ППД) стимулируются опережающие прорывы по пласту воды (как закачиваемой, так и пластовой) или газа, а также прорывы, связанные с поступлением этих компонент из соседних горизонтов (ЗКЦ и др.)</i>			
9.1	Нагнетательные скважины с вертикальным или наклонно-направленным стволом, в том числе при вскрытии пластов ГРП (формировании авто-ГРП), ГС, ГС с МГРП	ПГИ-ПП: расходомерия, термометрия, в горизонтальных скважинах (ГС) в том числе ГС с многостадийным ГРП – дополнительно активные технологии с закачкой МВ, ШС. Дополнительно вместе со стандартными геофизическими комплексами определения притока-состава в многопластовых ВС (ННС) с ОРД и в эксплуатационных ГС (в том числе с МГРП) могут применяться: – системы стационарного глубинного мониторинга в виде гирлянд (кос) точечно-распределенных датчиков (модулей) или распределенных ОВС кабель-сенсоров (DTS-DAS). – хвостовики «умного заканчивания» с дистанционным управлением открытия интервалов фильтра (портов) ICD/УКП. – альтернативные активные методы и технологии ПГИ с искусственной закачкой меченного вещества (МВ) и его фиксации по замерам ГК, ИНК, ТМ.	Профиль приемистости, диагностика и оценка межпластовых внутриколонных перетоков, заколонных перетоков, перетоков через трещины авто-ГРП; попутно: определение технического состояния скважин (НЭК, ЗКЦ, негерметичности искусственного забоя и элементов подземного оборудования).	Динамика эксплуатации скважины и режима нагнетания, нарушения в работе скважины. Адаптированные по результатам исследований скважин гидродинамические модели, (кубы и карты проницаемости и проводимости) с целью оптимизации бурения и системы ППД. Обоснование (расчет эффекта) ГТМ по интенсификации закачки по конкретным скважинам, попутно: определение технического состояния скважин (НЭК, ЗКЦ, негерметичности искусственного забоя и
9.2		ГДИС: измерения давления в стволе вблизи забоя при запуске (КСД) и остановке скважины (КВД) в комплексе с геофизическими исследованиями в процессе бурения (ГИС) и эксплуатации скважин (ПГИ).	Текущее пластовое давление, коэффициент приемистости, скин-фактор, фильтрационно-емкостные свойства коллектора при остаточной насыщенности, (гидропроводность, пьезопроводность, проницаемость, подвижность, проводимость и пр.). По КСД пластовое давление не определяется.	
9.3		ГДИС: циклические исследования ИД, ИД+КВД в стволе вблизи забоя в комплексе с геофизическими исследованиями в процессе бурения (ГИС) и эксплуатации скважин (ПГИ).		

9.4		Промысловые (трассирование фильтрационных потоков), ПГИ и ГДИС, включая методы межскважинного гидропрослушивания.	При ОРЗ – индивидуальная оценка параметров с учетом возможного взаимовлияния пластов в процессе эксплуатации скважины. Геометрические характеристики пласта (наличие высокопроводящих прослоев, экранов и пр.). Есть ограничения по оценке Рпл в объектах ТРИЗ (коллекторы низкой проницаемости).	элементов подземного оборудования.
10	КОНТРОЛЬ ДИНАМИКИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПЛАСТА ПО ПЛОЩАДИ ЗАЛЕЖИ <i>Все типы скважин, включая, длительно простаивающие на всех стадиях. В проектом документе по разработке месторождения должны быть выбраны скважины (в том числе специальные скважины-пъезометры) с целью мониторинга текущего пластового давления для каждого объекта разработки; есть ограничения по оценке Рпл в низкопроницаемых ТРИЗ. При построении карт изобар дополнительно к инструментальным замерам могут использоваться косвенные математические подходы для приближенных оценок с целью детализации карт, как: Decline analysis, (RTA), деконволюция (МРТ) и др.</i>			
10.1	Все скважины при наличии гидродинамической связи с пластом	ГДИС и ТПИ как основа совместного анализа результатов исследований по оценке пластового давления (с учетом представительности результатов в каждой конкретной скважине) и анализа динамики пластового давления во времени (с учетом априорных данных по межскважинному взаимовлиянию).	Текущие пластовые давления по отдельным скважинам, их средние значения по зонам пласта, тренды изменения Рпл в скважинах и локальных зонах пласта во времени. Обязательна сеть скважин (в том числе специальные скважины-пъезометры) должна быть определена для каждого продуктивного пласта в проектом документе по разработке месторождения, есть ограничения по оценке Рпл в низкопроницаемых ТРИЗ. При построении карт изобар дополнительно к инструментальным замерам с целью детализации карт могут использоваться косвенные приближенные оценки Рпл (Decline analysis, деконволюция (МРТ) и пр.	Контроль динамики Рпл по отдельным скважинам и характерным зонам пласта (отбора, закачки, уплотняющего бурения). Построение регламентных карт изобар по опорной сетке замеров Рпл.
11	МОНИТОРИНГ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПОГЛОЩАЮЩИХ И ВОДОЗАБОРНЫХ СКВАЖИН, ЗАДЕЙСТВОВАННЫХ В СИСТЕМЕ ИПД			
11.1	Все водозаборные	ТПИ: мониторинг расхода, положения уровня и давления в затрубном пространстве.	Изменение по времени параметров режима работы скважины: суммарный расход, давление над ЭЦВ.	Динамика интенсивности притока (закачки) в зависимости от забойного давления, контроль технического состояния скважин, включая диагностику
11.2	Все поглощающие	ТПИ: мониторинг расхода, буферное и затрубное давление.	Изменение по времени параметров режима работы скважины: устьевое давление закачки, приемистость, контроль герметичности пакера.	
11.3		ПГИ: Профиль приемистости, пластовое давление и термометрия.	Контроль состояния ЭК, исключение заколонных перетоков.	

11.4	Все наблюдательные на объект добычи подземных вод / закачки попутных вод	ТПИ: замер текущего уровня подземных вод (давления) с пересчетом на глубины кровли перфорации.	Близкое к пластовому давлению на глубине кровли перфорации.	негерметичностей цементного камня и обсадных колон.
11.5	Кусты водозаборных скважин	ФХИ: отбор устьевых проб добываемых вод с каждого куста водозаборных скважин.	Контроль совместимости добываемых подземных вод с пластовыми водами объектов разработки.	
11.6	Узлы размещения попутных вод	ФХИ: отбор проб размещаемых вод с каждого узла закачки (КНС).	Контроль совместимости размещаемых попутных вод с пластовыми водами вмещающего коллектора.	

Таблица 2. Информативность геофизических и промыслово-геофизических методов исследования скважин

№	Краткое описание и особенности реализации	Приоритетные задачи, определяемые параметры, границы применимости
1	Методы открытого ствола	
1.1	<i>Электрические методы</i>	
1.1.1 Метод потенциалов собственной поляризации (ПС)	Изучение стационарного естественного электрического поля, формируемого диффузионным обменом солей между глинистым раствором и пластом, адсорбцией ионов солей на поверхности частиц коллектора; фильтрационным обменом вод между скважиной и горными породами; окислительно-восстановительными реакциями в коллекторе и в зоне его соприкосновения с буровым раствором (ПС).	Метод не применим при бурении скважин на РУО/РНО. Литологическое расчленение разреза, выделение коллекторов, определение глинистости, пористости горных пород, сопротивления пластовой воды.
1.1.2 Методы постоянного электромагнитного поля	Изучение искусственных электрических полей, формируемых источниками тока различных конструкций и размеров (БКЗ, БК, МБК, МКЗ).	Методы не применимы при бурении скважин на РУО/РНО. Литологическое расчленение разреза, выделение коллекторов, определение характера насыщенности, коэффициента нефтегазонасыщенности, определение положения межфлюидальных контактов.
1.2	<i>Электромагнитные методы</i>	
1.2.1 Методы переменного электромагнитного поля	Изучение искусственного высокочастотного электромагнитного поля зондов, состоящих из генерирующих, приемных и фокусирующих катушек, работающих на различных частотах (ИК от десятков до сотен кГц, ЭМК на частотах 400 кГц и 2МГц, ВИКИЗ 20-50 кГц, МВДК на частотах порядка 50МГц).	Литологическое расчленение разреза, выделение коллекторов, определение коэффициента нефтегазонасыщенности, определение положения межфлюидальных контактов.
1.2.2 Многоволновой диэлектрический каротаж (МВДК)	<p>Метод основан на измерении диэлектрической проницаемости горных пород при помощи электромагнитного поля с частотой порядка 50 МГц. Диэлектрическая проницаемость воды и нефти различается примерно в 80 раз, что позволяет эффективно использовать метод МВДК при определении насыщенности пород.</p> <p>Метод МВДК является эффективным при исследованиях отложений, характеризующихся слабым контрастом по УЭС по нефти и воде.</p>	Литологическое расчленение разреза, определение коэффициента нефтегазонасыщенности, положения межфлюидальных контактов, влагоемкости пород.

1.3	<i>Методы радиометрии с регистрацией интегральных характеристик радиоактивного излучения</i>	
1.3.1 Гамма-каротаж (ГК)	Метод ГК основан на измерении естественного гамма-излучения горных-пород.	Литологическое расчленение разреза, выделение коллекторов, определение глинистости, пористости горных пород.
1.3.2 Гамма-гамма каротаж (ГГК-П/ГГК-ЛП)	<p>Плотностной (ГГК-П) и лито-плотностной (ГГК-ЛП): изучение рассеяния гамма-квантов при облучении пород искусственным источником гамма-излучения (эффект Комптона и фотоэффект) энергии более 0.5 МэВ (Cs137: 0.66 МэВ) при длине зонда 20-50 см.</p> <p>Показания метода ГГК-П являются плотностной характеристикой (объемная плотность) горных пород. Показания метода ГГК-ЛП являются характеристикой эффективного порядкового номера химических элементов, то есть вещественного состава.</p>	Литологическое расчленение разреза, выделение коллекторов, определение пористости. ГГК-ЛП дополнительно: уточнение минерального состава пород.
1.3.3 Нейтронные методы (стационарные)	<p>Нейтрон-нейтронный каротаж (ННК): облучение пород быстрыми нейтронами (с энергией $E_n > 0.1$ МэВ), с регистрацией надтепловых ($E_n < 0.1$ МэВ, метод ННКнт) и тепловых ($E_n \approx 0.025$ эВ, метод ННКт) нейтронов, замедленных вследствие упругого взаимодействия с ядрами атомов среды.</p> <p>НГК: облучение пород быстрыми нейтронами, с регистрацией вторичного гамма-излучения, возникающего при захвате замедленных тепловых нейтронов.</p> <p>Суммарное водородосодержание, определяемое стационарными нейтронными методами, зависит как от пористости коллектора и его насыщенностью (нефть, вода, газ), так и от минерального состава.</p>	<p>Литологическое расчленение разреза, определение пористости, определение положения флюидальных контактов: ГВК, ГНК.</p> <p>При высокой степени минерализации пластовых вод позволяет оценивать флюидальный контакт ВНК и насыщение пород в соотношении нефть/вода.</p>
1.4	<i>Методы радиометрии с регистрацией спектральных характеристик радиоактивного излучения</i>	
1.4.1 Гамма-каротаж спектрометрический (ГК-С)	Регистрация спектра гамма-излучения с целью диагностики наличия и оценки концентраций отдельных элементов (в первую очередь: К, U, Th).	Литологическое расчленение разреза, контроль геолого-технологических мероприятий (гидроразрыв пласта, заводнение и пр.) при использовании радиоактивных индикаторов. Выявление радиогеохимических аномалий (РГА) в эксплуатационных скважинах, определение минерального состава глинистых минералов.

<p>1.4.2</p> <p>Импульсный нейтронный гамма-каротаж спектрометрический (ИНГК-С)</p>	<p>Модификация ИНК, основанная на изучении вторичного гамма-излучения неупругого рассеяния (ГИНР) и радиационного захвата (ГИРЗ) быстрых нейтронов.</p> <p>Скважинный прибор содержит импульсный высокочастотный генератор быстрых нейтронов, который излучает импульсы нейтронов энергии 14 МэВ. При соударении с ядрами окружающей среды в режиме неупругого рассеяния, нейтрон передает большую часть энергии ядру. Возврат ядра из возбужденного состояния сопровождается излучением ГИНР, ГИРЗ - с характерным для каждого элемента энергетическим спектром.</p> <p>Использование двух видов реакций при обработке повышает точность определения элементов, регистрируемых в обоих спектрах. Таким образом, прибор позволяет определять наличие до 16 основных химических элементов горных пород.</p> <p>Долевое содержание химических элементов широко используется при решении систем уравнений (построении объемной флюидо-минеральной модели) для определения расширенного компонентного состава сложнопостроенных горных пород и насыщающих пустотное пространство флюидов.</p>	<p>Определение содержания химических элементов в горной породе, литологическое расчленение разреза, определение минералогического состава горных пород, текущей нефте(газо)насыщенности коллекторов, в том числе в условиях содержания в коллекторе «пресных» вод.</p>
<p>1.5</p>	<p><i>Акустические методы</i></p>	
<p>1.5.1</p> <p>Акустический каротаж скорости/затухания (АК)</p>	<p>Акустический каротаж является простейшей модификацией акустических методов. Метод основан на изучении скорости распространения прямой или головной упругих волн в горных породах, вскрываемых скважинами, путем измерения интервального времени / характеристик затухания упругих волн в породах.</p>	<p>Литологическое расчленение разреза, выделение газонасыщенных интервалов, определение пористости, упругих свойств горных пород. Прогноз АВПД.</p>
<p>1.5.2</p> <p>Акустический каротаж широкополосный (АКШ)</p>	<p>Метод АКШ основан на регистрации полного волнового пакета в широком спектре частот при помощи нескольких приемников и источников. Результатом проведения исследований методом АКШ является интервальное время пробега продольной и поперечных волн, а также волны Лэмба-Стоунли.</p>	<p>Литологическое расчленение разреза, определение положения ГЖК, определение пористости, упругих свойств горных пород.</p>

<p>1.5.3</p> <p>Волновой акустический каротаж кросс-дипольный (ВАК-КД)</p>	<p>Метод ВАК-КД предназначен для определения интервальных времен пробега целевых волн в осевом и радиальном направлении при регистрации волновых полей монополярных и скрещенных дипольных излучателей.</p> <p>Результатом проведения исследований методом ВАК-КД является интервальное время пробега продольной и поперечных волн (быстрой и медленной), волны Лэмба-Стоунли.</p> <p>Анализ быстрой и медленной поперечных волн позволяет выделять трещиноватые интервалы по разрезу скважины, определять направление акустической анизотропии.</p>	<p>Литологическое расчленение разреза, определение положения ГЖК, определение пористости, упругих свойств горных пород. Анализ акустической анизотропии.</p>
<p>1.6</p>	<p><i>Скважинные сканеры</i></p>	
<p>1.6.1</p> <p>Электрические</p>	<p>Выполняется регистрация удельного электрического сопротивления пласта по большому числу радиальных направлений с высоким вертикальным разрешением.</p>	<p>Электрические скважинные сканеры не применимы при бурении скважин на РУО/РНО. Определение профиля ствола скважины, выделение структурных элементов, анализ анизотропии, диагностика разломов и несогласий, ориентации и раскрытости трещин, определение напряжений и оценка стабильности ствола.</p>
<p>1.6.2</p> <p>Электромагнитные</p>	<p>При этом выполняется сшивка показаний в единый массив – «имидж» (image), представляющий собой развертку стенки скважины.</p>	
<p>1.6.3</p> <p>Ультразвуковые</p>	<p>Выполняется регистрация времени прохождения и амплитуды акустических сигналов от источника ультразвуковых колебаний, отраженных от стенки скважины.</p>	
<p>1.7</p>	<p><i>Ядерные методы</i></p>	
<p>1.7.1</p> <p>Ядерно-магнитный каротаж (ЯМК)</p>	<p>В основе метода ЯМК лежит изучение реакции протонов ядер горной породы на внешнее воздействие магнитным полем. Время релаксации (возвращения протонов в исходной состоянии) растет с увеличением размера пор, что позволяет судить о распределении пор в горной породе по размерам. После импульсного воздействия магнитным полем изучается динамика релаксации сигнала прецессии ядер водорода. Реализованы радиальные модификации, позволяющие исследовать горную породу на различных глубинах.</p> <p>В случае стационарных замеров, помимо ФЕС горных пород, выполняется определение параметров T2 и диффузии, являющихся характеристикой характера насыщенности пород-коллекторов.</p>	<p>Литологическое расчленение разреза, выделение коллекторов, определение общей и эффективной пористости, остаточной водонасыщенности, оценка распределения пор по размерам, определение характера насыщенности.</p>

2	<i>Методы определения начальной и текущей насыщенности пластов в обсаженных скважинах</i>
2.1	<i>Электромагнитные методы</i>
2.1.1 Высокочастотные электромагнитные методы (ИК, ВИКИЗ, ДК)	Исследования в скважинах со спущенными хвостовиками из электроизолятора, в перспективе – с включением в непроводящую электричество колонну сквозных проводящих элементов, обеспечивающих электрическую связь между скважиной и окружающими породами, физические основы и задачи аналогичны п.1.2.
2.1.2 Методы электрического каротажа через обсадную колонну (ДЭК)	<p>В основе методов положено определение удельного электрического сопротивления горных пород за стенкой металлической колонны на основе регистрации малых токов утечки в массив пород при подаче на колонну через электроды зонда тока питания. Все приборы, реализующие данную идею схожи принципом измерений.</p> <p>Диапазон измерения удельного сопротивления рассматриваемым способом составляет 0-200 Ом·м. Измерения возможны в скважинах, заполненных проводящей жидкостью на водной основе и в смеси с нефтью, а также в "сухих" скважинах. Уровень регистрируемых в пласте ЭДС нановольты, радиус исследования до 2-10м.</p> <p>На показания метода влияет цементное кольцо, места расположения поверхностного электрода, качество контакта между секциями обсадной колонны и электродов. К ограничениям технологии следует также отнести большой диаметр скважинных приборов (что исключает работу через лифтовые трубы), малый диапазон измерения удельного сопротивления, точечное производство измерений (от трех минут) для обеспечения хорошего контакта электродов с обсадной колонной, увеличенную длительность исследования в фиксированном диапазоне глубин, а также необходимость очистки стенок колонны перед исследованием.</p>
2.2	<i>Методы радиометрии с регистрацией интегральных характеристик радиоактивного излучения</i>
2.2.1 Нейтронные методы (стационарные)	Физические основы использования и особенности реализации аналогичны условиям открытого ствола. В обсаженных скважинах используются для оценки текущей насыщенности пород и уточнения контактов. Ограничения в использовании связаны с низкой глубинностью (до 30-50 см). Для экспрессной оценки динамики насыщенности сопоставляются результаты одновременных измерений в опорных и исследуемых пластах.

<p>2.2.2</p> <p>Нейтронные методы (импульсные)</p>	<p>Импульсный нейтрон-нейтронный каротаж (ИННК): периодическое облучение пород пачками быстрых нейтронов, с регистрацией темпа спада плотности тепловых нейтронов, преимущественно связанных с их нестационарной диффузией и поглощением. Основным критерием разделения коллекторов по водо-, нефте- и газонасыщению служит время жизни тепловых нейтронов.</p> <p>Импульсный нейтронный-гамма каротаж (ИНГК): периодическое облучение пород пачками быстрых нейтронов с регистрацией интенсивности гамма-излучения во времени.</p> <p>ИНГК по сравнению с ИННК отражает процесс более полного поглощения тепловых нейтронов и обладает на 10-15% большим радиусом исследования (до 40-50 см).</p> <p>Для обоих видов каротажа измеряемыми величинами являются скорости счета во временных окнах, основными расчетными — макросечение захвата тепловых нейтронов и водонасыщенная пористость пород</p>	<p>Литологическое расчленение разреза, определение характера насыщенности пород-коллекторов, коэффициента пористости и нефтегазонасыщенности (начальной, текущей, остаточной).</p> <p>Определение положений водонефтяного контакта на месторождениях нефти с минерализованными (более 50 г/л) пластовыми водами, определение газожидкостных контактов. Контроль за процессом испытания и освоения скважин.</p>
<p>2.3</p>	<p><i>Методы радиометрии с регистрацией спектральных характеристик радиоактивного излучения</i></p>	
<p>2.3.1</p> <p>Гамма-каротаж спектрометрический (ГК-С)</p>	<p>Физические основы использования и особенности реализации аналогичны условиям открытого ствола. В эксплуатационных скважинах метод применяется с целью контроля геолого-технологических мероприятий (гидроразрыв пласта, заводнение и пр.) при использовании радиоактивных индикаторов и для выявления радиогеохимических аномалий (РГА).</p>	
<p>2.3.2</p> <p>Импульсный нейтронный гамма-каротаж спектрометрический (ИНГК-С) - Модификация УКК.</p>	<p>Углеродно-кислородный (УКК или С/О) метод/каротаж – одна из наиболее распространенных модификаций ИНГК-С. Метод основан на измерении энергетического и временного распределения плотности потока гамма-излучения, возникающего в результате нейтронных реакций, с целью определения элементного состава горных пород и пространственно-временных характеристик регистрируемого излучения.</p> <p>Основными расчетными параметрами служат макросечение захвата тепловых нейтронов и коэффициент нефтенасыщенной пористости, а также отношения счета С/О и Са/Si в окнах, характеризующих элементы, определяющие, прежде всего, литологическую принадлежность и насыщенность пород.</p>	<p>Оценка текущей и остаточной нефтенасыщенности, определение интервалов обводнения продуктивных коллекторов независимо от минерализации пластовых вод и для сопровождения процесса интенсификации нефтеотдачи коллекторов.</p> <p>Из-за малой глубинности (7-12 см) и, как следствие, большого искажающего влияния заполнителя ствола и конструкции скважины для получения качественных и достоверных результатов исследования должны производиться в неперфорированном пласте после расформирования зоны проникновения.</p>

3	<i>Методы определения технического состояния обсаженных скважин</i>	
3.1	<i>Определение геометрии ствола с помощью электромеханических устройств</i>	
3.1.1 Инклинометрия скважин	Измерения зенитного угла и азимута скважины по глубине с помощью магнитных и гироскопических устройств с последующим расчетом координат оси скважины, абсолютных отметок глубины по длине ствола, удлинения ствола, величины и направления смещения забоя скважины относительно устья.	При контроле технического состояния используется как вспомогательный метод для: определения абсолютных отметок и глубин расположения элементов конструкции скважины, а также геологических объектов; уточнения местоположения прибора и привязки результатов к локальным зонам ствола скважины.
3.1.2 Вертикальная профилометрия скважин	Измерение формы и размеров поперечного сечения скважины и их изменения с глубиной при непрерывном перемещении глубинного прибора по стволу. Замеры проводят в двух взаимно перпендикулярных направлениях, интерпретация результатов проводится в предположении, что сечение скважин представляет эллипс, а определяются размеры его большой и малой осей.	Определение геометрии ствола с выявлением аномальных изменений параметров его сечения (сальников, скоплений шлама и пр.), экспрессное получение данных, необходимых для: оценки объема ствола (в том числе при подсчете количества цемента для изоляции заколонного пространства); предупреждения осложнений при спуске обсадных колонн; выбора интервалов пакеровки при работе пластоиспытателями на бурильных трубах; обоснования работ по ликвидации аварий и подземному ремонту скважин
3.1.3 Горизонтальная профилометрия скважин	Детальное изучение профиля поперечного сечения на фиксированной глубине с помощью глубинного прибора, оборудованного несколькими (восемь и более) независимыми измерительными рычагами, раскрывающимися при остановке прибора на определенной точке разреза скважин. Для детальных исследований поверхности ствола или колонны труб применяются многорычажные (multi-finger) профиломеры с числом рычагов-пальцев до сорока и более. При измерении последовательно определяется радиус раскрытия каждого измерительного рычага и производится ориентация расположения измерительных рычагов прибора относительно направления на магнитный север.	Более точное определение конфигурации поперечного сечения скважины. Детальность таких исследований позволяет получить развертку стенки скважины, выделить трещины, а в интервале перфорации отдельные перфорационные отверстия.
3.1.4 Кавернометрия скважин	Частный случай вертикальной профилометрии, когда измеряют изменения по стволу скважины среднего фактического диаметра, под которым подразумевается диаметр круга, эквивалентного по площади поперечному сечению скважины неправильной формы.	Самый распространенный метод экспрессного определения среднего и фактического диаметра скважины, необходимого при интерпретации результатов ГИС, подготовке к спуску обсадной колонны и цементировании скважины.

3.1.5 Трубные модификации профилометрии (для обсаженных скважин)	Определение геометрических параметров обсадных колонн, диагностика интервалов смятия, износа колонны, разрывов обсадных труб, сальников в трубах (образующиеся вследствие налипания цементной корки, формирования различного типа отложений на стенках скважины). Повышение достоверности количественной интерпретации результатов гидродинамико-геофизических методов (в частности, механической и термокондуктивной расходомерии) при их комплексировании в единой сборке скважинных приборов.	
3.2	<i>Определение качества цементирования, геометрии ствола и обсадной колонны с помощью акустических методов</i>	
3.2.1 Акустический цементомер (АКЦ)	Измеряются характеристики волновых пакетов, создаваемых источником с частотой излучения 20-30 кГц, распространяющихся в колонне, цементном камне и горных породах. В качестве информативных характеристик используют: амплитуды Ак или коэффициент эффективного затухания волны по колонне в фиксированном временном окне; интервальное время и амплитуды (или затухание) первых вступлений волн, распространяющихся в горных породах.	<p>Установление высоты подъема цемента, определения степени заполнения затрубного пространства цементом, количественной оценки сцепления цемента с обсадной колонной, качественной оценки сцепления цемента с горными породами.</p> <p>Установление характера дефектов (каналы, разрывы или микрозазоры) в большинстве случаев затруднено. Любые дефекты или их сочетания выражаются через условный термин «сплошность контакта».</p> <p>Снижение точности при исследовании высокоскоростных разрезов.</p>
3.2.2 То же на основе ВАК	Работа по принципу волнового акустического каротажа с регистрацией всего спектра волн и их визуализацией в виде фазо-корреляционных диаграмм.	Позволяют работать высокоскоростном разрезе, но проигрывают по информативности акустическому сканеру.

<p>3.2.3</p> <p>Акустический сканер-телевизор</p>	<p>Изучается отражающая способность поверхности стенки скважины при ее облучении ультразвуковыми импульсами. Генерируемые глубинным зондом импульсы отражаются от стенки, двигаются в обратном направлении и принимаются электроакустическим (пьезоэлектрическим) преобразователем, работающим в режиме «излучатель-приемник». Там они преобразуются в электрические «эхо-сигналы», передаваемые после усиления и детектирования по геофизическому кабелю в наземный регистратор.</p> <p>Зонд перемещается по стволу с постоянной скоростью, одновременно вращаясь вокруг оси. Скорости перемещения и вращения подбираются так, чтобы реализовать непрерывное сканирование поверхности стенки.</p> <p>Таким образом, формируется непрерывное «ультразвуковое» изображение стенки скважины – эхограмма с очень высокой степенью разрешения (первые миллиметры).</p>	<p>Применяют для детальных исследований структурных неоднородностей поверхности стенки скважины или внутренней стенки обсадной колонны.</p> <p>Акустические изображения поверхности <i>стенки не обсаженной скважины</i> позволяют определять: геометрию поверхности стенки (в том числе диагностировать наличие желобов); литологию и толщины пересекаемых скважиной прослоев, характер их выклинивания, однородность по толщине; наличие включений и зон трещиноватости; размеры и ориентацию трещин.</p> <p>В <i>закрытом (обсаженном) стволе</i> можно диагностировать дефекты, нарушающие целостность эксплуатационной колонны, определять местонахождение и количество перфорационных отверстий, определять местоположение муфтовых соединений.</p>
<p>3.2.4</p> <p>То же с совмещением функции толщиномера-цементомера</p>	<p>Основным элементом зонда (аналогично п.3.2.3) является электроакустический преобразователь, работающий в режиме «излучатель-приемник». Зонд синхронно выполняет функции не только сканера (имиджера) но и цементомера. За один оборот зонда волновая картина сканера принимается 128 раз, а цементомера – 30 раз. Принцип работы имиджера и решаемые им задачи аналогичны описанному в п. 3.2.3.</p> <p>Информативность волновых картин цементомера обеспечивается эффектом реверберации, амплитудно-частотная характеристика связанных с этим эффектом акустических колебаний отражают толщину трубы, степень заполнения заколонного пространства цементом и наличие контакта с цементным кольцом. Измерения узконаправленным акустическим воздействием позволяет изучать распределения перечисленных параметров по образующей трубы.</p>	
<p>3.3</p>	<p><i>Уточнение геометрии и диагностика технического состояния обсадных колонн с помощью электромагнитных методов</i></p>	
<p>3.3.1</p> <p>Магнитный локатор муфт</p>	<p>Зонд включает постоянные магниты и приемную катушку. При перемещении зонда под воздействием металлических фрагментов конструкции скважины (вследствие изменения сплошности металла) поле, создаваемое магнитами, деформируется и в катушке генерируется электрический ток. Изменение силы тока по глубине отражает конструктивные особенности скважины.</p>	<p>Уточнение местоположения элементов конструкции скважины, привязка результатов ПГИ к элементам конструкции.</p>

<p>3.3.2</p> <p>Дефектоскопы (интроскопы) на основе постоянного электромагнитного поля</p>	<p>Элементами зонда является намагничивающее устройство (электромагнит), создающее на стенках колонны магнитное поле и несколько датчиков утечки магнитного потока. При перемещении зонда вдоль колонны датчики реагируют на изменение рельефа поля, связанное с дефектами и другими особенностями. Прибор комплектуется блоками ГК и толщинометрии.</p>	<p>Уточнение и визуализация особенностей конструкции скважины и состояния обсадной колонны, в том числе: дефектов и особенностей колонны (трещины, каверны, язвы, потери металла, пакер-муфты, гильзы, центраторы, перфорация и пр.); типа и формы дефектов; местоположения перфорационных отверстий, положения элементов заколонной конструкции; величины зазора в муфтовых соединениях.</p> <p>Позволяет изучать поверхность и дефекты только первой колонны с определением лишь ее средней толщины по сечению. Применяется только в колоннах большого диаметра.</p>
<p>3.3.3 Дефектоскопы (дефектомеры) на основе переменного гармонического электромагнитного поля</p>	<p>Элементами зонда являются генераторные и измерительные катушки, регистрирующие ЭДС вихревых токов Фуко, отражающие дефекты колонны и толщину стенки. Измерение толщины колонны основано на анализе разности фаз тока в генераторной и измерительной катушках относительно номинального значения.</p>	<p>Выявление продольных и поперечных дефектов по телу труб; контроль зазоров между их торцами и правильности свинчивания обсадных колонн; обнаружение порывов и трещин в трубах обсадных колонн, определение их протяженности и расстояния до муфтовых соединений.</p> <p>Позволяет исследовать состояние только первой колонны.</p>
<p>3.3.4 Дефектоскопы (дефектомеры) на основе импульсного переменного электромагнитного поля</p>	<p>Изучается затухание во времени вихревых токов, созданных импульсным электромагнитным воздействием, создаваемым генераторными катушками зонда. Нестационарный характер воздействия позволяет в условиях многоколонной конструкции скважины определять толщины и диагностировать дефекты колонн, на различном удалении от оси скважины. Обследовать состояние конкретной колонны позволяет выбор соответствующего интервала на кривых релаксации поля ЭДС.</p>	<p>Дополнительно к возможностям, перечисленным в п. 3.3.3 данной таблицы позволяет индивидуально исследовать состояние каждой колонны в скважинах с многоколонной конструкцией, в том числе: диагностировать порывы и трещины, интервалы износа, интенсивной коррозии (обсадных колонн и НКТ); оценить толщину стенок каждой колонны.</p>
<p>3.4</p>	<p><i>Определение дефектов обсадной колонны и цементного камня методами радиометрии</i></p>	
<p>3.4.1</p> <p>Гамма- картаж</p>	<p>Метод исследования геологического разреза скважин, основанный на регистрации излучений, испускаемых естественно радиоактивными элементами горных пород.</p>	<p>Увязка результатов ПГИ и их привязка к разрезу скважины, введение поправки за естественный гамма-фон в показания гамма-гамма дефектомеров и цементомеров.</p>

3.4.2 Гамма-гамма дефектометрия	Регистрация интенсивности рассеянного гамма-излучения от искусственного источника «жесткого» гамма излучения (плотностной гамма-гамма метод). Современная комплексная аппаратура одновременно выполняет функцию дефектомера и цементомера. Глубинный прибор представляет собой комбинацию короткого (10-20 см) и длинного (30-50 см) зондов с одним источником. Длины зондов и углы наклона коллимационных отверстий подобраны так, чтобы показания зонда зависели от толщины обсадной колонны (короткий зонд) или плотности цементного камня за колонной (длинный зонд). Наиболее часто используются многоканальный зонд с несколькими (не менее трех) взаимно экранированными детекторами, расположенными симметрично относительно оси.	Определение эксцентриситета, средней по периметру толщины обсадной колонны, местоположения муфт, центрирующих фонарей, пакеров и других элементов конструкции скважины, оценка степени механического и коррозионного износа труб и пр.
3.4.3 Гамма-гамма цементметрия		Определение высоты подъема цемента в затрубном пространстве; определение плотности вещества в затрубном пространстве: интегральной, селективной, максимальной и минимальной; оценка однородности заполнения затрубья тампонажной смесью
3.4.4 Скважинное видео	Обследование ствола скважины с помощью миниатюрной видеокамеры.	Исследование НКТ и обсадных труб на предмет расстыковок и механических повреждений, обследование застрявших в скважине предметов, исследование притока пластовых флюидов, перфорации и образовавшихся твердых осадков, а также обследование забоя скважины.
4	<i>Методы определения профилей притока-состава и приемистости</i>	
4.1	<i>Расходомерия скважин</i>	
4.1.1 Расходомерия механическая (РМ)	Чувствительным элементом механических расходомеров является многолопастная турбинка (вертушка), обороты вращения которой зависят от скорости обтекающего датчик потока жидкости или газа. По изменению скорости по длине ствола определяются суммарный объемный и массового расходы добывающей и нагнетательной скважины, выделяются интервалы притока и приемистости, выполняется количественная оценка профиля притока (приемистости), в том числе определение доли в притоке (закачке) совместно работающих интервалов, проводится диагностика и оценка межпластовых перетоков по внутриколонному пространству, а также выделение притоков (поглощения) связанные с негерметичностью зумпфа и элементов конструкции скважины.	Применение метода ограничено при низких дебитах скважин. На результаты измерений негативно влияют нестабильный (пульсирующий) режим работы скважины, наличие в продукции механических примесей, неравномерность движения прибора, непостоянство физико-химических свойств потока, траектория ствола (большие углы наклона ствола приводят к расслоению фаз и к неравномерности эпюры скорости), многофазный приток и многокомпонентное заполнение ствола. Существуют также ограничения по минимальному определяемому расходу (5 м ³ /сут) и по проходимости прибора в скважине из-за наличия пакера или других сужений.

<p>4.1.2</p> <p>Расходомерная термокондуктивная (РТ) или термоанемометрия</p>	<p>Чувствительным элементом термоанемометров является датчик – резистор, нагреваемый электрическим током до температуры, превышающей температуру среды. Набегающий поток флюида вследствие эффекта теплоотдачи охлаждает датчик. Величина теплоотдачи зависит от скорости потока флюида в стволе скважины. Таким образом, изменение температуры датчика по длине ствола при равномерном перемещении прибора отражает профиль притока или приемистости.</p>	<p>Метод применяют для выявления интервалов притоков или приемистости флюидов, диагностики межпластовых внутриколонных перетоков, негерметичности обсадных колонн, оценки разделов фаз в стволе скважины. Количественная оценка скорости потока не надёжна вследствие сильной зависимости показаний от состава и структуры движущегося по стволу флюида, направления движения флюида, температуры среды и мощности нагревателя. При однородном потоке допускаются приближенные оценки относительных расходов для совместно работающих интервалов от 0.5 м³/сут.</p>
<p>4.2 Методы определения состава</p> <p>Методы предназначены для определения состава флюидов в стволе скважины. Результаты используются для диагностики обводненных интервалов, изучении динамики выработки (обводнения) пласта, интервалов внутриколонных межпластовых перетоков, установлении мест негерметичности колонны. При сложном многофазном (многокомпонентном) заполнении ствола методы позволяют определять характер (доли) распределения компонент по объему. Соотношение скоростей компонент можно уверенно оценить только при дисперсной структуре потока. При более сложных структурах (пробковой, кольцевой и пр.) оценке препятствует значительное различие между собой скоростей компонент. Существующие корреляционные связи, описывающие данные различия имеют ограниченное применение и низкую точность за исключением модификаций проборов «PLT» с многодатчиковыми сенсорами, расположенными по сечению потока и позволяющими оценивать характеристики структур потока.</p>		
<p>4.2.1</p> <p>Диэлектрическая влагометрия</p>	<p>Метод основан на изучении относительной диэлектрической проницаемости флюидов в стволе скважины, существенно отличающейся для воды (от 50 до 80 отн.ед) и углеводородов (1.5-2.5 отн.ед.)</p>	<p>При объемном содержании воды в продукции свыше 40-60 % метод практически не реагирует на дальнейшие изменения влагосодержания. Наиболее благоприятными условиями для выделения интервалов обводнения является его начальная стадия (первые проценты воды в продукции).</p> <p>В наклонных скважинах при отсутствии центраторов и пакера датчик прибора реагирует на влагосодержание только у нижней стенки колонны</p>
<p>4.2.2</p> <p>Гамма-гамма плотностеметрия (плотностеметрия)</p>	<p>Информативность этого метода базируется на зависимости поглощения и рассеяния гамма-квантов во флюиде (между источником «мягкого» гамма-излучения и детектором гамма-квантов) от плотности флюида. Чем больше плотность среды, тем больше интенсивность поглощения и тем меньшее количество гамма-квантов регистрируется детектором.</p>	<p>Небольшая чувствительность при низкой плотности заполнителя ствола (при существенной доли газа в продукции скважины).</p> <p>Необходимость строгого соблюдения правил техники радиационной безопасности</p>

<p>4.2.3</p> <p>Резистивиметрия (токовая или индукционная)</p>	<p>Резистивиметр представляет собой электрический зонд малых размеров, измеряющий отражая электрические свойства омывающего датчик флюида. Это позволяет по величине удельного электрического сопротивления (или проводимости) различать в стволе скважины нефть, воду, газ и их смеси.</p> <p>Различают индукционную и токовую модификации метода.</p>	<p>Позволяет разделять гидрофильные (нефть в воде) и гидрофобные (вода в нефти) водонефтяные эмульсий, а также капельную и четочную структуры течения гидрофильной смеси.</p> <p>Гидрофобная смесь имеет удельное сопротивление (проводимость), близкое к нефти. Это дает возможность диагностировать слабые притоки нефти при большом содержании воды в колонне и высокая чувствительность к изменению минерализации воды.</p> <p>Гидрофильная смесь имеет удельное сопротивление близкое к воде, что позволяет количественно оценивать соленость (минерализацию) воды</p>
<p>4.3</p>	<p><i>Барометрия скважин</i></p>	
<p>4.3.1</p> <p>Барометрия</p>	<p>Измерение давления в стволе скважины</p>	<p>Изучение профилей изменения давления по глубине, во взаимосвязи с состоянием (режимом работы) скважины. Оценка плотности и состава неподвижной и движущейся смеси, гидравлических потерь движущегося потока, уточнения местоположения элементов конструкции скважины с оценкой безвозвратных потерь давления в сужениях ствола.</p>
<p>4.3.2</p> <p>Дифференциальная барометрия</p>	<p>Измерение разности давлений двумя разнесенными на расстояние датчиками</p>	<p>Количественное определение плотности в стволе скважины с расчетом компонентного состава заполнителей ствола</p>
<p>4.4</p>	<p><i>Термометрия скважин</i></p>	
<p>Изучение естественных (в не работающих скважинах) и искусственных (связанных с эксплуатацией) тепловых полей в скважине.</p>	<p>Широко используется в комплексе методов определения притока-состава при диагностике интервалов притока и приемистости, работающих толщин коллектора, интервалов межпластовых перетоков и ЗКЦ. Косвенная количественная оценка доли пластов в притоке (закачке) по результатам термических исследований скважин дополняет результаты расходомерии, а при низкой производительности скважин является альтернативой данному методу</p>	

4.5	<i>Пассивная акустика (шумометрия)</i>	
<p>4.5.1</p> <p>Интегральная шумометрия (пассивная акустика)</p> <p>(ШМ)</p>	<p>Измерения интегральных пассивных акустических сигналов, связанных с работой скважин и пластов (шумов) в широком диапазоне частот. Различают акустическую и электромагнитную шумомерию</p>	<p>Диагностика зон аномальных притоков, контрастных интервалов интенсивной закачки, межпластовых перетоков</p>
<p>4.5.2</p> <p>Спектральная стандартная шумометрия (ШМ_ВЧ, ШИ_НЧ)</p>	<p>Измерения интегральных шумов с ограниченным (низким) динамическим диапазоном по частоте и звуковому давлению. Стандартные модификации предполагают условное деление спектра на область низких (НЧ) и высоких (ВЧ) частот пассивных акустических колебаний.</p>	
<p>4.5.3</p> <p>Спектральная широкополосная шумометрия (ШМ-С)</p>	<p>Исследование амплитудно-частотной характеристики (АЧХ) шумов в стволе скважины и вмещающих пластах в широком диапазоне звуковых давлений и частот</p>	<p>Диагностика и раздельное изучение шумов разной физической природы, позволяющее отличать друг от друга сигналы, связанные с движением флюида во внутриколонном пространстве и притоками (закачкой), а также шумы, непосредственно вызванные фильтрацией жидкости и газа в порах коллектора (в ближней зоне). Характерной отличительной особенностью последних, как правило, является аномально высокая частота.</p> <p>Одним из основных информативных преимуществ современной спектральной шумометрии является возможность обнаружения на фоне шумов, связанных с работой скважины, аномалии, обусловленные фильтрацией жидкости и газа по порам коллектора. Это позволяет использовать шумомерию для диагностики работающих толщин пласта, заколонных перетоков, выявления различного типа негерметичностей, дренируемых интервалов в ГС и др.</p> <p>Основной недостаток метода – сложность количественной увязки параметров регистрируемого акустического сигнала с интенсивностью движения флюидов в скважине и пласте, вследствие чего метод является индикаторным</p>

4.6	<i>Специальные методы определения профиля притока</i>	
	<p>Для определения притока-состава в условиях многофазных расслоенных потоков (особенно в условиях наклонных и горизонтальных скважин) применяются расположенные по всему сечению по тока компактные датчики оценки состава, позволяющие оценивать характерные изменения в структуре потока смеси продукции. Технической основой подобного решения является создание эффективно работающих датчиков малых размеров, предназначенных для измерения в ограниченном объеме пространства скважины</p>	
4.6.1 Электрические датчики	<p>Представляют собой миниатюрные измерители электрической проводимости (фактически – токовые резистивиметры) с размером чувствительного элемента до 1мм), что позволяет отделить присутствующую в потоке воду от углеводородов (нефти и газа)</p>	<p>Объединение перечисленными датчиков в одном измерительном приборе решает задачу индивидуальной оценки всех трех компонент смеси (нефти, газа, воды) в стволе действующей скважины. Датчики объемного содержания, как правило, объединяют с расходомером вертушечного типа и микропрофиломером, что позволяет в условиях горизонтального ствола (ГС) оценить расходные содержания компонент</p>
4.6.2 Оптические датчики (светооптические анализаторы)	<p>Имеют размер: 0.1м. Каждый датчик включает два оптоволоконных канала: один - для подачи света в среду измерения, второй - для считывания отраженного сигнала. Датчики, регистрируют показатель преломления света – n, что позволяет диагностировать наличие прежде всего газа на фоне присутствия воды и нефти, а при благоприятных условиях дифференцировать нефть и воду</p>	<p>Данный способ обладает максимальной информативностью по оценке профиля притока в скважинах со сложным заканчиванием при многокомпонентным многофазном заполнении ствола.</p>
4.6.3 Тахометрические расходомеры	<p>Миниатюрные расходомеры, разнесенные по сечению ствола, позволяющие в горизонтальной скважине раздельно измерять скорости потока по высоте</p>	
4.6.4 Датчики упрощенной конструкции, для диагностики водосодержания в стволе ГС	<p>Набор измерителей, распределенных по сечению ствола ограничен и представлен методами для контроля распределения по сечению ствола только тяжелой компоненты (пластовой или технической воды)</p>	<p>Профили изменения объемного содержания воды не только по длине, но и сечению ствола позволяют более уверенно диагностировать притоки, в том числе выделять контрастные притоки в ствол другой компоненты (прорывов воды, газа). Но количественная оценка расходных содержаний компонент потоков, и определение профиля притока по компонентам исключены.</p>

Таблица 3. Технологии промыслово-геофизических исследований (ПГИ)

№	Условия проведения исследований	Базовые технологии проведения исследований	Поведение полей геофизических параметров	Решаемые задачи
<i>1 Не перфорированные наблюдательные или контрольные скважины, не работающие или длительно простаивающие скважины, интервалы в зумпфе работающих скважин</i>				
1.1	Влияние эксплуатации на поведение геофизических параметров в большей части ствола отсутствует или пренебрежимо мало. Возможно изменение геофизических параметров в локальных интервалах, связанное с выработкой пласта соседними скважинами и межпластовыми перетоками	Единовременное измерение «в точке» (на фиксированной глубине)	Сепарация компонент флюидов по слоям в соответствии с их плотностью Бликий к геотермическому температурный режим и гидростатическое распределение давления в большей части ствола.	Фоновые значения геофизических параметров для последующего мониторинга их динамики
1.2		Единовременные дискретные измерения в нескольких точках (на различных фиксированных глубинах)		
1.3		Непрерывный замер по глубине при фиксированном времени		
1.4	Влияние эксплуатации на поведение геофизических параметров аномально в локальных интервалах	Непрерывный замер по глубине при фиксированном времени	Локальные аномалии на методах определения насыщенности, связанные с выработкой и обводнением пластов Локальные аномалии температуры в интервалах работающих пластов	Динамика выработки и обводнения работающих толщин коллекторов, перемещения водонефтяного, газонефтяного и газоводяного контактов Интервалы межпластовых перетоков, пластов, дренируемых соседними скважинами и пр.
Условия исследований благоприятны для решения ограниченного спектра задач, связанных в первую очередь с оценкой фоновых значений геофизических параметров и контролем динамики насыщенности коллекторов				
<i>2 Стабильно работающие добывающие скважины со стабильным дебитом: фонтанирующие, оборудованные ЭЦН и оснащенные Y-tool, оборудованные ШГН и исследуемые через межтрубье, исследуемые в процессе стабильной газлифтной эксплуатации</i>				
2.1	Влияние эксплуатации распространено на всю продуктивную и вышележащую толщу. В периоды отбора геофизические параметры стабильны во времени, существенная	Измерения по п. 1.1-1.4	Изменение геофизических параметров по глубине и во времени на различных режимах	Параметры текущего режима работы скважины Динамика состава заполнителя ствола
2.1		Серия замеров по глубине при нескольких установившихся режимах отбора, отличающихся депрессией на пласт		

2.2	нестабильность характерна для периодов непосредственно после запуска или остановки скважины	Серия разновременных замеров по глубине, непосредственно после остановки скважины	отбора, и в остановленной скважине	Параметры профиля притока, работающие толщины пластов Интервалы и интенсивность межпластовых перетоков по стволу. Интервалы и интенсивность заколонной циркуляции и перетоков Интервалы негерметичности обсадных колонн, НКТ и глубинного оборудования
2.3		Серия разновременных замеров по глубине, непосредственно после запуска скважины		
2.4		Измерения температуры во времени на фиксированной глубине непосредственно после запуска или изменения режима отбора		
2.5		Измерения температуры во времени на фиксированной глубине непосредственно после остановки скважины		
Условия исследований максимально благоприятны для решения перечисленных задач, результаты ПГИ имеют максимальный приоритет при обосновании и планировании геолого-технологических мероприятий, сопровождающих разработку и решений по подземному ремонту скважин				
3 Стабильно работающие нагнетательные скважины со стабильным расходом				
3.1	Влияние эксплуатации распространено на всю продуктивную и вышележащую толщу. В периоды закачки геофизические параметры стабильны во времени, существенная нестабильность характерна для периодов непосредственно после запуска, остановки скважины и изменения депрессии	Измерения по п. 1.1-1.4	Изменение геофизических параметров по глубине и во времени на различных режимах отбора и в остановленной скважине	Параметры текущего режима работы скважины Параметры профиля приемистости Интервалы и интенсивность оценка межпластовых перетоков по стволу Интервалы и интенсивность заколонной циркуляции и перетоков. Интервалы негерметичности обсадных колонн, НКТ и глубинного оборудования
3.2		Серия замеров по глубине при нескольких установившихся режимах закачки, отличающихся репрессией на пласт		
3.3		Серия разновременных замеров по глубине, непосредственно после остановки скважины		
3.4		Серия разновременных замеров по глубине, непосредственно после запуска скважины		
3.5		Измерения температуры во времени на фиксированной глубине непосредственно после запуска или изменения режима закачки		
3.6		Измерения температуры во времени на фиксированной глубине непосредственно после остановки скважины		

Условия исследований максимально благоприятны для решения перечисленных задач, результаты ПГИ имеют максимальный приоритет при обосновании и планировании геолого-технологических мероприятий, сопровождающих разработку и решений по подземному ремонту скважин. Проводимые исследования наиболее представительны, если закачка рабочей жидкости в пласт выполняется на технологическом режиме от водовода. При закачке от агрегата вследствие кратковременности и нестабильности перечисленные задачи решаются менее уверенно

4. Скважины, исследуемые в процессе освоения (компрессированием, свабированием, струйным агрегатом-эжектором)

4.1	Влияние эксплуатации распространено на всю продуктивную и вышележащую толщу	Серия одновременных замеров, охватывающие сменяющие друг друга периоды статики, репрессии на пласт, начала, развития и затухания притока	Изменение геофизических параметров по глубине и во времени связанные с работой пласта	Аналогично п.п. 2.1-2.4 По сравнению с п.2 аналогичные задачи решаются менее уверенно из-за низкого и нестабильного притока недостижения в процессе исследований технологической депрессии на пласт
-----	---	--	---	--

Успешность определения профиля и состава притока диагностики заколонной циркуляции зависит от степени подготовки скважины к ПГИ (зумпф не менее 20м)

9. ТРЕБОВАНИЯ К МИНИМАЛЬНОМУ КОМПЛЕКСУ ПО ОХВАТУ И ПЕРИОДИЧНОСТИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ, ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ И ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА РАЗНЫХ ЭТАПАХ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

9.1. Минимальный комплекс исследований скважин по контролю разработки нефтяных и газонефтяных месторождений представлен в табл. 4.

9.2. Рекомендуемые комплексы исследований в данной таблице указаны для наиболее значимых с точки зрения организации системы контроля категорий и видов скважин, а также типов комплексных исследований.

9.3. Данные по охвату и периодичности исследований скважин в табл. 4 дифференцированы в привязке к действующему проектному документу, требования к содержанию которого устанавливаются «Правилами подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья». Структура данных в табл. 4 отражает также последовательную смену стадий разработки месторождения, перечисленных в разделе 6 настоящего документа. Исследования должны проводиться в скважинах без технических осложнений. Количество планируемых для исследования скважин, полученное расчетным путем через долю от действующего фонда, не может быть меньше 1 ед.

9.4. Разработанный комплекс является минимальным и должен включаться во все программы доразведки и исследовательских работ месторождений УВС всеми недропользователями Российской Федерации. Виды и объём измерений и исследований на каждом конкретном месторождении не могут быть меньше, чем в разработанном комплексе, за исключением месторождений, содержащих ТРИЗ, приуроченных к внутренним морским водам и континентальному шельфу Российской Федерации, а также находящихся в сезонной эксплуатации (если такой режим установлен в действующей проектно-технологической документации на разработку месторождения УВС и прошел согласование в установленном порядке с ЦКР Роснедр по УВС), но могут быть увеличены с целью решения каких-либо вопросов разработки данного месторождения. Решение по увеличению охвата фонда скважин и периодичности исследований принимается недропользователем с целью оперативного решения задач доизучения объектов и повышения эффективности разработки месторождений.

9.5. Для месторождений, характеризующихся наличием ТРИЗ (соответствующих текущим критериям, установленным государственными органами), охваты и периодичности ГДИС (строки 2, 6, 10) определяются компанией-недропользователем (оператором) исходя из технологической возможности и необходимости обеспечения эффективного контроля разработки по согласованию с ЦКР Роснедр по УВС при представлении проектно-технологической документации на разработку месторождения УВС.

9.6. Для месторождений, приуроченных к внутренним морским водам и континентальному шельфу Российской Федерации, охват объектов исследованиями и их периодичность могут быть обоснованно скорректированы (с учетом реализованной схемы обустройства, технических и логистических ограничений морского промысла) по согласованию с ЦКР Роснедр по УВС при представлении проектно-технологической документации на разработку месторождения УВС.

9.7. При продолжительности периода пробной эксплуатации более 3 лет, рекомендуется увеличение охвата и периодичности проведения ГДИС и ПГИ + ГИС, которое устанавливается по согласованию с ЦКР Роснедр по УВС при представлении проектно-технологической документации на разработку месторождения УВС. Объем исследований за период пробной эксплуатации устанавливается для действующей скважины эксплуатационного фонда независимо от смены способа ее эксплуатации.

9.8. Во всех скважинах при проведении РИР (изоляции искусственного забоя, ликвидации ЗКЦ, устранении негерметичностей) и ГТМ (с воздействием на призабойную зону, при приобщении толщин, оптимизации работы насоса, замены глубинно-насосного оборудования) при необходимости проводятся разовые ГДИС и ПГИ до и после проведения перечисленных работ.

9.9. Количество пьезометрических скважин на месторождении (объекте разработки) допускается до 30 % действующего фонда (обязательным условием для перевода скважин в пьезометрический фонд является индивидуальное вскрытие объекта разработки; сеть этих скважин закрепляется по согласованию с ЦКР Роснедр по УВС при представлении проектно-технологической документации на разработку месторождения УВС).

9.10. Количество наблюдательных специально оборудованных скважин (без перфорации или оборудованных стеклопластиковыми колоннами) на месторождении (объекте разработки) допускается в пределах от 0.5 до 5% действующего фонда (необходимость бурения контрольных наблюдательных скважин определяется индивидуально исходя из насущных геолого-промысловых задач, а также обуславливается особенностями условий измерений и эффективностью методов ГИС-контроля, периодичность замеров также определяется индивидуально и может варьировать от 1 до 4 раз в год).

9.11. Отбор устьевых проб по водозаборным скважинам осуществляется с любой действующей скважины на каждой кустовой площадке, по поглощающим скважинам - с каждой КНС.

9.12. Контроль за качеством подготовленной воды осуществляется на выходе из водоочистой установки на КНС и на устье наиболее удалённой нагнетательной скважины при

наличии на ней оборудования обеспечивающего безопасный отбор проб в соответствии с правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

9.13. Для добывающих и нагнетательных скважин с горизонтальным заканчиванием (ГС, МСС, ГС с МГРП) при проведении плановых ПГИ (строки 3.1, 3.2, 7.1, 7.2, 11.1, 11.) в охвате действует понижающий коэффициент 0.2.

9.14. При формировании на месторождении (объекте разработки) системы специализированных скважин для целевого долговременного (периодического или непрерывного) мониторинга состояния разработки и выработки запасов, оборудованных стационарными информационно-измерительными системами (СИИС), охваты по ГДИС и ПГИ могут быть скорректированы по согласованию с ЦКР Роснедр по УВС при представлении проектно-технологической документации на разработку месторождения УВС. При этом сами объекты долговременного наблюдения также закрепляются в проектно-технологической документации на разработку.

Таблица 4. Требования к минимальному комплексу исследований скважин при контроле разработки нефтяных и газонефтяных месторождений

№ п/п	Виды исследований	Периодичность	Охват действующего фонда скважин (%)	Категории скважин
1	2	3	4	5
Стадия 1. Месторождения (залежи), разрабатываемые в соответствии с действующими проектными техническими документами «Проект пробной эксплуатации (ППЭ)» или изменениями (дополнениями) к нему (ДППЭ), приуроченными к стадии пробной эксплуатации				
1	Текущая промысловая информация (ТПИ)			
1.1	Дебит жидкости / приемистость ¹	1 раз / мес.	100	Фонтанные, газлифтные ⁶ , механизированные ⁶ , водонагнетательные, газонагнетательные ⁶ , водозаборные, поглощающие
1.2	Обводненность продукции ¹	1 раз / мес.	100	Фонтанные, газлифтные ⁶ , механизированные ⁶
1.3	Газовый фактор ³	($P_{пл} > P_{нас}$) - 1 раз / год	100	Фонтанные, газлифтные ⁶ , механизированные ⁶
		($P_{пл} < P_{нас}$) - 1 раз / мес.	100	Фонтанные, газлифтные ⁶ , механизированные ⁶
1.4	Буферное ($P_{буф.}$) и затрубное ($P_{затр}$) устьевые давления / уровни ¹	1 раз / мес.	100	Фонтанные, газлифтные ⁶ , механизированные ⁶ , водозаборные, поглощающие, наблюдательные на водоносный горизонт
		2 раз / мес.	100	Водонагнетательные ⁶ , газонагнетательные
1.5	Забойное давление ($P_{заб}$) ²	1 раз / мес.	100	Фонтанные, газлифтные ⁶ , механизированные ⁶ , водонагнетательные ⁶ , газонагнетательные
		1 раз / кв.	100	Водонагнетательные ⁶ , газонагнетательные
1.6	Пластовое давление ($P_{пл}$) ⁴	1 раз / кв.	100	Пьезометрические ⁷

1	2	3	4	5
2	Гидродинамические исследования ГДИС ⁷			
2.1	Исследования на установившихся и неустановившихся режимах фильтрации	3 раза за период пробной эксплуатации	100	Фонтанные, газлифтные ⁶ , водонагнетательные ⁶ , газонагнетательные ⁶
		3 раза за период пробной эксплуатации	80	Механизированные ⁶
		По необходимости		Водозаборные, поглощающие, наблюдательные на водоносный горизонт
3	Промыслово-геофизические методы (комплексы) ПГИ+ГИС			
3.1	Профиль + состав притока (ПСП), техсостояние (ТС) методами ПСП ⁵	1 раз за период пробной эксплуатации	50	Фонтанные, газлифтные ⁶ , механизированные ⁶
3.2	Профиль приемистости (ПП) + ТС методами ПП ⁵	1 раз за период пробной эксплуатации	100	Водонагнетательные
		1 раз / 3 года	100	Поглощающие
3.3	ТС-специальные комплексы (дефектометрия, цементометрия колонн и пр.) (ПГИ)	По необходимости		Фонтанные, газлифтные, механизированные ⁶ , водонагнетательные ⁶ , контрольные (пьезометрические, наблюдательные) ⁷
3.4	Кн.-тек, ВНК Кг-тек, ГЖК (ГИС+ПГИ)	По необходимости		Фонтанные, газлифтные, механизированные
		2 раза / год	100	Контрольные (наблюдательные) ⁷
4	Физико-химические методы ФХИ			
4.1	Отбор проб на устье	По необходимости для целей обустройства		Фонтанные, газлифтные, механизированные ⁶
		1 раз / год	1 проба на куст / узел закачки ⁸⁾	Водозаборные, поглощающие
4.2	Отбор глубинных проб	Не менее 1 скв. на залежь (не менее 3 проб)		Фонтанные, газлифтные, механизированные ⁶
4.3	Анализ закачиваемой воды	1 раз / мес.	10	Водонагнетательные ⁶

1	2	3	4	5
Стадия 2. Месторождения (залежи), разрабатываемые в соответствии с действующими проектными техническими документами «Технологическая схема разработки месторождения (ТСР)" или изменения (дополнения) к ней (ДТСР), соответствующие стадиям разбуривания максимальной (постоянной) добычи, а также снижения добычи				
5	Текущая промысловая информация (ТПИ)			
5.1	Дебит жидкости / приемистость ¹	1 раз / мес.	100	Фонтанные, газлифтные ⁶ , механизированные ⁶ , водозаборные, поглощающие
		1 раз / мес.	100	Водонагнетательные, газонагнетательные ⁶
5.2	Обводненность продукции ¹	1 раз / мес.	100	Фонтанные, газлифтные ⁶ , механизированные ⁶
5.3	Газовый фактор ³	($R_{пл} > R_{нас}$) -1 раз / год	100	Фонтанные, газлифтные ⁶ , механизированные ⁶
		($R_{пл} < R_{нас}$) -1 раз / мес	100	Фонтанные, газлифтные ⁶ , механизированные ⁶
5.4	Буферное ($R_{буф.}$) и затрубное ($R_{затр}$) устьевые давления / уровни ¹	2 раза / мес.	100	Фонтанные, газлифтные ⁶ , механизированные ⁶
		1 раз / мес.	100	Водонагнетательные, газонагнетательные ⁶ , водозаборные, поглощающие, наблюдательные на водоносный горизонт
5.5	Забойное давление ($R_{зab}$) ²	2 раза / мес.	100	Фонтанные, газлифтные ⁶ , механизированные ⁶
		1 раз / мес.	100	Водонагнетательные, газонагнетательные ⁶
5.6	Пластовое давление ⁴	1 раз / полгода	100	Пьезометрические ⁷
6	Гидродинамические исследования ГДИС⁷			
6.1	Исследования на установившихся и неуставившихся режимах фильтрации	1 раз / год	20	Фонтанные, газлифтные ⁶ водонагнетательные, газонагнетательные ⁶
		1 раз / год	10	Механизированные ⁶
		По необходимости		Водозаборные, поглощающие, наблюдательные на водоносный горизонт

1	2	3	4	5
7	Промыслово-геофизические методы (комплексы) ПГИ+ГИС			
7.1	Профиль + состав притока (ПСП), техсостояние (ТС) методами ПСП ⁵	1 раз / год	20	Фонтанные, газлифтные ⁶ , механизированные ⁶
7.2	Профиль приемистости (ПП) + ТС методами ПП ⁵	1 раз / год	20	Водонагнетательные, газонагнетательные ⁶
		1 раз / 3 года	100	Поглощающие
7.3	ТС-специальные комплексы (дефектометрия, цементометрия колонн и пр.) (ПГИ)	По необходимости		Фонтанные, газлифтные ⁶ , механизированные ⁶ , водонагнетательные ⁶ , газонагнетательные ⁶ , пьезометрические ⁷ , наблюдательные
7.4	Кн.-тек, ВНК Кг-тек, ГЖК (ГИС+ПГИ)	По необходимости		Фонтанные, газлифтные ⁶ , механизированные ⁶
		2 раза / год	100	Контрольные (наблюдательные) ⁷
8	Физико-химические методы ФХИ			
8.1	Отбор проб на устье	По необходимости для целей обустройства		Фонтанные, газлифтные ⁶ , механизированные ⁶
		1 раз / год	1 проба на куст / узел закачки ⁸	Водозаборные, поглощающие
8.2	Отбор глубинных проб	По необходимости для уточнения РVT		Фонтанные, газлифтные ⁶ , механизированные ⁶
8.3	Анализ закачиваемой воды	1 раз / мес.	10	Водонагнетательные ⁶

1	2	3	4	5
Стадия 3. Месторождения (залежи) с действующими проектными техническими документами "Технологический проект разработки месторождения (ТПР) или изменения (дополнения) к нему (ДТПР)", соответствующие стадии падающей добычи				
9	Текущая промысловая информация (ТПИ)			
9.1	Дебит жидкости / приемистость ¹	1 раз / мес.	100	Фонтанные, газлифтные ⁶ , механизированные ⁶ , водозаборные, поглощающие
		1 раз / мес.	100	Водонагнетательные ⁶ , газонагнетательные ⁶
9.2	Обводненность продукции ¹	1 раз / мес.	100	Фонтанные, газлифтные ⁶ , механизированные ⁶
9.3	Газовый фактор ³	$R_{пл} > R_{нас}$ 1 р. год	100	Фонтанные, газлифтные ⁶ , механизированные ⁶
		$R_{пл} < R_{нас}$ 1 р. мес.	100	Фонтанные, газлифтные ⁶ , механизированные ⁶
9.4	Буферное ($R_{буф.}$) и затрубное ($R_{затр}$) устьевые давления / уровни ¹	2 раза / мес.	100	Фонтанные, газлифтные ⁶
		1 раз / мес.	100	Механизированные ⁶ , водонагнетательные ⁶ , газонагнетательные ⁶ , водозаборные, поглощающие, наблюдательные на водоносный горизонт
9.5	Забойное давление ($R_{зab}$) ²	2 раза / мес.	100	Фонтанные, газлифтные ⁶
		1 раз / мес.	100	Механизированные ⁶ , водонагнетательные ⁶ , газонагнетательные ⁶
9.6	Пластовое давление ⁴	1 раз / полгода	100	Пьезометрические ⁷
10	Гидродинамические исследования (ГДИС)⁷			
10.1	Исследования на установившихся и неуставившихся режимах фильтрации	1 раз / год	20	Фонтанные, газлифтные ⁶ , водонагнетательные ⁶
		1 раз / год	5	Механизированные ⁶
		1 раз/год	10	Газонагнетательные ⁶
		По необходимости		Водозаборные, поглощающие, наблюдательные на водоносный горизонт

1	2	3	4	5
11	Промыслово-геофизические методы (комплексы) ПГИ+ГИС			
11.1	Профиль + состав притока (ПСП), техсостояние (ТС) методами ПСП ⁵	1 раз / год	10	Фонтанные, газлифтные ⁶
		1 раз / год	5	Механизированные ⁶
11.2	Профиль приемистости (ПП) + ТС методами ПП ⁵	1 раз / год	20	Водонагнетательные ⁶ , газонагнетательные ⁶
		1 раз / 3 года	100	Поглощающие
11.3	ТС-специальные комплексы (дефектометрия, цементометрия колонн и пр.) (ПГИ)	1 раз / год	1	Фонтанные, газлифтные ⁶ , механизированные ⁶ , водонагнетательные ⁶ , газонагнетательные ⁶
		По необходимости		Пьезометрические, наблюдательные ⁷
11.4	Кн.-тек, ВНК Кг-тек, ГЖК (ГИС+ПГИ)	1 раз / год	1	Фонтанные, газлифтные ⁶ , механизированные ⁶
		2 раза / год	100	Контрольные (наблюдательные) ⁷
12	Физико-химические методы ФХИ			
12.1	Отбор проб на устье	По необходимости для целей обустройства		Фонтанные, газлифтные ⁶ , механизированные ⁶
		1 раз / год	1 проба на куст / узел закачки ⁸	Водозаборные, поглощающие
12.2	Отбор глубинных проб	По необходимости для уточнения РVT		Фонтанные, газлифтные ⁶ , механизированные ⁶
12.3	Анализ закачиваемой воды (КВЧ)	1 раз / мес.	10	Водонагнетательные ⁶

Примечания к таблице 4

1. По гидрогеологическим скважинам производится ежесуточный учёт объемов добываемой/размещаемой воды посредством телемеханики, либо по данным прибора учёта, установленным на устье.
2. Минимальная периодичность на стадии 2,3 – 1 раз в неделю, в отсутствие датчиков на забое давление оценивается по динамическому уровню. В скважинах механизированного фонда (ЭЦН) давление регистрируется системой телеметрии (ТМС) непрерывно с максимальной детальностью (не реже 1 раз в сутки).
3. Охват и периодичность в части замеров газового фактора могут быть скорректированы по согласованию с ЦКР Роснедр по УВС при представлении проектно-технологической документации на разработку месторождения УВС в зависимости от конкретных технических условий рассматриваемого месторождения УВС.
4. Замеры Рпл включают замеры по статическим уровням или забойными датчиками.
5. При контроле охвата и периодичности по данному критерию учитываются только скважины, где по результатам ПГИ получены количественные профили притока и приемистости (задача оценки ТС решается попутно).
6. В указанных скважинах при одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) пластов проведение ГДИС обязательно сопровождается определением профиля притока или приемистости по комплексам ПГИ (при наличии технических возможностей) или на основании данных систем стационарного попластового мониторинга (СИИС) либо раздельным исследованием пластов с возможностью попластового замера дебита / приемистости (с отключением всех пластов, кроме целевого) при условии герметичного разделения исследуемых пластов.
7. При проведении ГДИС не менее 50 % исследований должно быть проведено с определением полного комплекса параметров (Рпл, Кпрод, кпр, скин-фактор). Для целей контроля пластового давления рекомендуется использование скважин всех категорий эксплуатационного фонда. В случае если в скважине невозможно добиться минимум трех различных режимов работы - исследования методом установившихся отборов (исследования на установившихся / квазиустановившихся режимах фильтрации) с построением индикаторной диаграммы (ИД) не проводятся. При этом общее количество скважин, исследуемых методами ГДИС с требуемым охватом, должно быть сохранено.
8. По водозаборным скважинам: с любой действующей скважины на каждой кустовой площадке. По поглощающим скважинам - с каждой КНС

10. КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИ РЕШЕНИИ ТИПОВЫХ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ ЗАДАЧ КОНТРОЛЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

10.1 Контроль и регулирование разработки месторождений требует не только совместного использования информации о пласте и скважинах, полученной по данным разного вида исследований скважин и пластов: текущей промысловой информации, геофизических, гидродинамических и физико-химических методов. Оно предполагает, также комплексный подход на всех стадиях решения проблем контроля с момента их возникновения, в том числе:

- планирование исследований, составления программ комплексных работ на скважине и на месторождении, их этапирования;
- совместное проведение разных видов исследований как единого процесса, т.е. их комплексирования, когда это необходимо и возможно;
- комплексная интерпретация, анализ результатов исследований и оценка их достоверности, обобщение всех полученных данных и рекомендации по их хранению в базе данных (в том числе с использованием компьютерных технологий).

10.2 Под комплексированием исследовательских работ понимается использование какого - либо комплекса исследований: геофизических и (или) гидродинамических, собранного из разных видов измерений для решения конкретной поставленной задачи или группы задач. В свою очередь геофизические и гидродинамические исследования также состоят из совокупностей комплексов различных видов исследований.

10.3 Под этапностью выполнения исследовательских работ по изучению геолого-геофизических характеристик газонефтяных залежей, пластов понимается синхронизация по времени - одновременное или последовательное проведение различных методов исследований в течение какого-либо периода времени или стадии от разведки до полной выработки месторождения.

10.4 Качество и объем комплексных исследований скважин должны обеспечить максимальное получение информации о геолого-геофизических характеристиках продуктивных нефтяных и газонефтяных залежей и пластов, необходимой для проектирования, контроля и регулирования процессов разработки и добычи углеводородов.

10.5 Сроки, объемы, виды проведения комплексных исследований скважин и их этапность, частота проведения в соответствии с настоящими «Методическими указаниями» устанавливаются в геолого-технических проектах и лицензионных соглашениях на право пользования недрами.

10.6 Соответствие сроков, объемов и качества выполнения комплексных исследований скважин проектам и лицензиям на использование недр контролируется органами государственного геологического контроля, органами государственного горного надзора, Центральной комиссией по разработке месторождений углеводородного сырья (ЦКР Роснедра по УВС) Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации, действующими в пределах их компетенции в соответствии с утвержденными положениями об их деятельности.

10.7 Регистрация и хранение данных комплексных исследований и отдельных их составляющих рекомендуется осуществлять в цифровом виде под компьютерным управлением и контролем, в форматах и стандартах регистрации, принятых соответствующими «Техническими инструкциями», обеспечивающими возможность передачи первичной информации по каналам связи и ее архивации в электронных базах и банках данных. Компьютерные программы регистрации должны обеспечивать метрологический контроль качества в ходе регистрации.

10.8 Все скважинные инструментальные диагностические измерения, направленные на решение геолого-промысловых задач по группам КР (контроль разработки) и МД (мониторинг добычи), требуют не только программно-методического, но и соответствующего аппаратного, метрологического и технологического обеспечения, что составляет основу методологии комплексирования.

10.9 В табл. 2, 3 представлены общие принципы комплексирования и технологии проведения для типовых методов ПГИ и ГДИС, а также их применимости для объектов разработки нефтяных и газонефтяных месторождений.

- Комплексы исследований скважин могут быть разделены на несколько уровней, отличающиеся по условиям применения и информативности: вспомогательный, стандартный, расширенный и специальный.
- Основная задача вспомогательного комплекса – привязка результатов по глубине и взаимная увязка геофизических диаграмм.
- Стандартный комплекс включает комплекс методов, использование которых в большинстве случаев достаточно для решения поставленной стандартной задачи. Методические документы по исследованиям скважин не допускают сокращения стандартного комплекса за счет исключения какого-либо из методов.
- Расширенный комплекс дополнен методами, существенно повышающими результативность и однозначность решения задачи. Как правило, расширение комплекса связано со значительным увеличением затрат на подготовку скважины и проведение

измерений. Поэтому он используется ограниченно и выборочно - для наиболее значимых объектов, либо по требованию Заказчика.

10.10 Модифицированный (специальный) комплекс включает целевые исследования, выполняемые в рамках индивидуальных программ (специально разработанных для конкретной скважины). В рамках специальных исследований может также выполняться опробование (опытно-промышленное испытание) новых технических средств или технологий проведения измерений.

10.11 Перечисленные типы комплексов исследования скважин могут применяться как отдельно, так и вместе, а также последовательно друг за другом. Допускается комбинация перечисленных групп методов в рамках единой системы промыслово-геофизического контроля.

10.12 Исследования в рамках перечисленных комплексов могут включать долговременный стационарный мониторинг технологических и геофизических параметров режима работы скважины (температуры, давления, расхода, состава продукции и др.) с помощью устанавливаемых в эксплуатационные скважины на длительный срок точечных, точечно-распределенных или распределенных систем стационарных информационно-измерительных систем (СИИС), в том числе при целенаправленном изменении режима работы исследуемой и соседних скважин (Приложение А).

10.13 Наиболее важными объектами мониторинга средствами СИИС следует считать высокотехнологичные скважины: горизонтальные (ГС), горизонтальные с многостадийным ГРП (ГС с МГРП), многоствольные (МСС), многоствольные горизонтальные, оборудованные для одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ), предназначенные для разработки трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья (ТРИЗ УВС).

10.14 Измерения могут проводиться как по всему стволу скважины, так и в интервале детальных исследований (включая отдельные фиксированные точки). Выбор интервала зависит от решаемой задачи, назначения скважины, особенностей ее конструкции и подземного оборудования. В частности, детальные исследования могут быть выполнены в интервале продуктивной толщи, в предполагаемых интервалах перетоков, нарушений технического состояния скважины и пр.

10.15 Технологические принципы комплексных исследований промыслово-геофизического контроля (ПГИ и ГДИС) в эксплуатационном фонде скважин приведены в табл. 3.

10.16 Комплекс методов исследования скважин, применяемые технологии измерений, а также результативность комплекса определяются условиями измерений в

конкретной скважине, и в первую очередь связаны с назначением и способом эксплуатации скважины.

11. КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ ИССЛЕДОВАНИЙ В СКВАЖИНАХ СО СЛОЖНЫМ ЗАКАНЧИВАНИЕМ

11.1 С точки зрения специфики системы ГИС-контроля следует выделить скважины с горизонтальным окончанием (ГС), в том числе БГС и ГС с многостадийным ГРП (МГРП), и многоствольные ГС, в том числе конструкции fish bone.

11.2 Требования по минимальному охвату и периодичности проведения измерений высокотехнологичных скважин в первую очередь связаны с планированием и организацией измерений (в условиях разделенных многокомпонентных потоков), с доставкой систем измерения на забой горизонтальных стволов, со стоимостью применяемых технологических операций и дополнительными усложнениями, а также требованиями к средствам измерений.

11.3 При планировании работ и выборе измерительной аппаратуры необходимо учитывать дополнительные риски снижения результативности измерений в добывающих скважинах с горизонтальным стволом, связанной со слабыми неоднородными по составу притоками и многокомпонентным многофазным заполнением ствола. При этом предполагается преимущественное исследование данного типа скважин расширенными и модифицированными специальными комплексами.

11.4 Для снижения рисков неоднозначной интерпретации результатов ГДИС в скважинах со сложным заканчиванием по причине приобщения к работе значительных толщин коллектора гидродинамические исследования рекомендуется комплексировать с промыслово-геофизическими, максимально приблизив друг к другу даты их проведения.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Характеристика и область применения стационарных информационно-измерительных систем длительного перманентного мониторинга геофизических и гидродинамических параметров

Современное развитие систем мониторинга геофизических и гидродинамических параметров в нефтяных и газовых скважинах привели к внедрению на промыслах стационарных информационно-измерительных систем (СИИС) – как альтернативы традиционным подходам к информационному обеспечению контроля разработки (КР) и мониторинга добычи (МД), табл. А1.

СИИС могут использоваться в качестве средства получения текущей промысловой информации (ТПИ), а также проведения гидродинамических (ГДИС) и промыслово-геофизических исследований (ПГИ) скважин. У всех типов подобных систем есть ряд преимуществ по сравнению с классическими комплексами ГДИС-ПГИ, в том числе:

- возможность стационарной установки ниже подвески насосного оборудования на длительный срок (например, на весь межремонтный период и даже более);
- проведение измерений в режиме «on-line» практически «мгновенно» для всего профиля ствола;
- обеспечение непрерывных измерений, при котором некоторое снижение чувствительности по измеряемым параметрам, например, температуре, компенсируется большими массивами данных и возможностью их получения в первые минуты после пуска скважины в работу;
- значительные экономические выгоды, т.к. количество замеров и их периодичность не ограничены, а удельная стоимость информации за продолжительный период мониторинга минимальная (особенно при значительном охвате измерениями фонда действующих скважин, при большом количестве одновременно исследуемых объектов);
- возможность при размещении в горизонтальных скважинах механизированного фонда извлекать насосное оборудование без изъятия из ствола измерительных модулей (при применении в СИИС индукционных и прочих разъединителей системы телеметрии, в случаях использования ЭЦН малого габарита, спускаемого в НКТ на силовом кабеле, при реализации на этапе строительства скважины долговременного мониторинга температуры и сейсмоакустических сигналов на основе оптоволоконной системы);
- возможность совмещать измерительную систему с системой управления элементами подземного оборудования (концепция умных скважин «Smart Well» при использовании активного дистанционно управляемого с поверхности устройства контроля притока – УКП/ICD).

Таблица А.1. Классификация глубинных СИИС

Точечные		Точечно-распределенные			Распределенные оптоволоконные системы	
автономные	дистанционные	гирлянды (косы)	маркерные	управляемые компоновки /УКП/СД	термические DTS	сейсмо-акустические DAS
монтируемые в мандрелях НКТ	с проводной телеметрией	подвешиваемые под ТМС	на основе меченого пропантанта (геля)	управление мандрелями механическим роботом	стационарно монтируемые в U-образных трубках, спущенных в затрубье до цементации скважины	
спускаемые на проволоке (в карманы)	датчики ТМС (телеметрия по силовому кабелю ЭЦН)	с креплением в хвостовиках заканчивания	в виде кассет с индикаторами	управление мандрелями гидравлическим каналом	спускаемые на время в геофизическом кабеле (аналогично замерам ПГИ, включая спуски на движителях tractor)	
размещаемые на якоре (спускоподъемные операции - на автоотцепе)	использующие специальные кабели, включая системы с индукционными разъединителями	с возможностью перемещения прибора	-	управление мандрелями электрическим каналом	кабель-сенсоры спускаются на длительный срок на тонких НКТ (ГНКТ), крепление на поверхности или внутри нитки труб	
Дистанционные беспроводные с использованием: - акустического канала (с ретрансляторами); - электромагнитного канала.						

Информативность и эффект от применения систем мониторинга забойного давления в стволе скважины на заданной глубине

Непрерывный дистанционный мониторинг параметров забойного давления и температуры точечными СИИС (включая датчики телеметрических модулей насосов ТМС) позволяют выполнять как диагностику геолого-промысловых параметров (оценивать динамику изменения Рпл, коэффициента продуктивности, скин-фактора по методикам анализа добычи Decline analysis в отдельных скважинах), так и вести динамический оперативный анализ межскважинного взаимодействия с целью:

- адресной корректировки системы поддержания пластового давления (ППД);
- выравнивания профилей приемистости с упреждением прорывов воды по нестабильным трещинам гидроразрыва пласта (авто ГРП);
- оптимизации работы насосов;
- оптимизации подбора скважин-кандидатов для повторного ГРП и пр.

Информативность и эффект от применения систем мониторинга профилей притока и приемистости в вертикальных скважинах (ВС) с системами одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) и в горизонтальных стволах (ГС)

В рассматриваемых случаях применение СИИС позволяет реализовать следующие преимущества:

- уточнение (актуализация) цифровых гидродинамических моделей с учетом неравномерной выработки пластов при заканчивании вертикальными скважинами (ВС) с ОРЭ, при бурении горизонтальных и многоствольных скважин;
- уточнение пластовых давлений и индивидуальных скин-факторов по совместно эксплуатируемым объектам, вскрытым ВС с ОРЭ что необходимо для оперативного регулирования компоновок одновременно раздельной добычи (ОРД) и закачки (ОРЗ);
- обнаружение ошибок бурения и заканчивания: при неудачной траектории ствола, снижающей продуктивность, при расхождении по притоку (составу притока) с прогнозами на основе эффективных толщин, при несоответствии дизайнов ГРП реальной картине работы трещин и толщин в отдельных стадиях;
- оценка характера и степени ухудшения продуктивности скважин из-за некорректных прогнозов кольматации (скин-факторов), заколонной циркуляции (ЗКЦ), влияния притоков газа, наличия в стволе гидравлических помех: пробок (вывалов) песка и пропанта, образования водных «сифонов» в прогибах траектории ГС и пр.;
- определение интервалов и интенсивности узконаправленных («кинжальных») прорывов воды (например, из-за наличия высокопроводящих трещиноватых прослоев в разрезе

- пласта), которые необходимо оперативно изолировать (закрыв порт или поставив в трубе «пластырь» или же отрегулировав закачку в нагнетательных скважинах);
- определение интервалов и интенсивности прорывов газа (из газовой шапки или соседнего горизонта), а также диагностика активного разгазирования нефти, прорывов продукции с другого горизонта и пр.;
 - обоснование рекомендаций по оптимальным режимам эксплуатации (в случае проведения замеров при работе скважин на разных режимах, т.е. при разных дебитах или расходах закачки) с целью достижения «равномерности» профиля и состава притока (ПСП) и профиля приемистости (ПП) для обеспечения оптимальной выработки запасов в пласте по площади дренирования;
 - диагностические исследования в ВС с ОРЭ и в ГС для определения, какие интервалы фильтра (стадии, порты ГРП) не работают и как они меняют свой вклад в добычу по мере эксплуатации объекта во времени (одновременно обнаруживаются негерметичности разделяющих ствол на стадии пакеров).

Технологические подходы при создании дистанционных мониторинговых систем для ГС:

При создании дистанционных мониторинговых систем для ГС используются следующие элементы (технологии) СИИС:

- оптоволоконные распределенные термические и сейсмоакустические (DTS-DAS);
- точно-распределенные на основе электронных или оптических (решетки Брэгга) высокоточных датчиков – «гирлянды» (косы);
- маркерные точно-распределенные (с помещением химических индикаторов в среду проппанта или в виде кассет с маркерами в элементы компоновок заканчивания ГС);
- дистанционно управляемые компоновки заканчивания (электрические, гидравлические, механические), обеспечивающие управляемое отключение/подключение отдельных стадий ГС

Возможны также комбинированные варианты данных элементов (табл. А2).

Таблица А.2. Применение СИИС для решения геолого-промысловых задач. Достоинства, недостатки, области применения. Взаимозаменяемость комплексов ПГИ-ГДИС

Тип СИИС	Описание, принцип функционирования	Назначение, измеряемые параметры	Достоинства, недостатки, ограничения	Взаимозаменяемость		
				ПГИ	ГДИС	
Точечные	Одиночные стационарные дистанционные датчики мониторинга геофизических и гидродинамических параметров, размещаемые на фиксированных глубинах	Рзаб, Тзаб, расход, влагосодержание продукции	Плюсы: возможность долговременного дистанционного измерения широкого набора геофизических параметров, оперативная информация по обводнению и разгазированию пластов (в скважинах с ОРД). Минусы: сложность ремонта (установка на весь межремонтный период эксплуатации скважины)	ДА	ДА	
Типа ТМС	Одиночные стационарные датчики температуры и давления на приеме насоса в составе телеметрических систем электроцентробежных насосов (ЭЦН)	Рзаб, Тзаб на приеме ЭЦН	Плюсы: возможность долговременных on-line измерений с наиболее полным охватом скважин, оборудованных ЭЦН. Минусы: ограниченный набор измеряемых параметров (давление, температура)	НЕТ	ДА	
Точечно-распределенные	Гирлянды	Компоновка нескольких датчиков в линейную систему для мониторинга профиля изменения геофизических параметров по глубине	Профиль и состав притока, профиль приемистости и другие параметры ГДИС и ПГИ	Плюсы: опыт применения в РФ (включая скважины с ЭЦН и горизонтальные скважины, ГС), тенденции удешевления, точность выше, чем у ОВС, больше контролируемых параметров. Минусы: проблемы с метрологией датчиков, сложности установки под ЭЦН в ГС (нужен разъемный контакт)	ДА	ДА
	Дистанционные УКП/СД	Система распределённых по длине ствола датчиков в совокупности с устройствами для регулирования интенсивности притока в пределах локальных интервалов (стадий МГРП)	Профиль и состав притока	Плюсы: при дистанционном отключении по очереди фильтров напрямую оценивается состав и дебит притока из каждого интервала, результаты можно использовать для изоляции прорывов нежелательного агента и выравнивания профилей притока в ГС. Минусы: дороговизна подземного оборудования	ДА	ДА
	Маркерные	Локальные блоки маркеров, распределенные в фиксированных точках по длине ствола (чаще всего локализованные в пределах портов многостадийного ГРП) 1)	Профиль и состав притока	Плюсы: технологичны в монтаже, не требуют дополнительных спускоподъемных операций, все замеры выполняются на устье. Минусы: низкая подтверждаемость и достоверность оценок ПСП - только «сигнальная» функция о прорывах воды и газа или оценки однокомпонентных профилей притока	ЧАСТИЧНО ¹⁾	НЕТ

Тип СИИС	Описание, принцип функционирования		Назначение, измеряемые параметры	Достоинства, недостатки, ограничения	Взаимозаменяемость	
					ПГИ	ГДИС
Распределенные на основе оптоволоконных датчиков	Оптоэлектронные измерительные приборы, в которых стеклянные волокна используются в качестве	Для измерения температуры OBC- DTS	Профиль и состав притока, профиль приемистости	<p>Плюсы: возможность непрерывного долговременного мониторинга распределения температуры по длине ствола скважины, возможность применения нестационарных технологий термометрии для изучения быстро протекающих переходных процессов.</p> <p>Минусы – более низкая по сравнению с точечными датчиками точность измерения температуры (отчасти компенсируется повышенной статистикой данных измерений), более сложная методика для оценки состава притока (требуются нестационарные циклы)</p>	ДА	НЕТ
		Для измерения сейсмоакустических шумов OBC-DAS	Сейсмоакустика, низкочастотные шумы, связанные с турбулизацией потоков в сужениях	<p>Плюсы: потенциал для использования в дальнейшем для диагностики процессов в скважине и пласте, сопровождаемых сейсмоакустическими шумами в низком и среднем диапазоне частот.</p> <p>Минусы: нет успешных опытно-промышленных работ по применению DAS в качестве аналога распределенной спектральной шумометрии ШС, крайне дорогая модификация</p>	ЧАСТИЧНО	НЕТ

¹⁾ Системы долговременного маркерного мониторинга при контрольных ОПР на скважинах и в условиях стендового «слепого тестирования» на мультифазных гидравлических стендах, как правило, не показывают достоверности, необходимой для количественных оценок многокомпонентных профилей притока и приемистости (т.е. близкой к достоверности традиционных систем ПГИ или OBC-DTS на уровне 10-15% средней относительной погрешности). Согласно СТО ИНТИ S.100.18 обозначено общее требование прохождения каждой коммерческой системой маркерного мониторинга обязательных процедур по их слепому тестированию на гидравлических мультифазных стендах.

Требования по достоверности:

а) успешное прохождение: во всех образцах коды маркеров определены верно; соотношения кодов маркеров определены со средней относительной погрешностью не более $\pm 10-15\%$;

б) удовлетворительное прохождение: во всех образцах коды маркеров определены верно; соотношения кодов маркеров определены со средней относительной погрешностью не более $\pm 25\%$.

При выполнении критериев п.(а) маркерная система пригодна для количественного мониторинга фазовых профилей притока, при п.(б) может применяться только для «сигнального мониторинга» о прорывах через отдельные интервалы нецелевого флюида

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Анализ длительных кривых дебита и забойного давления в работающих скважинах

Анализ длительных кривых дебита и забойного давления в работающих скважинах иначе называют: «анализ добычи», «промысловый анализ», «анализ кривых падения», «анализ КСД», «Decline analysis» или «Rate transient analysis (RTA)». Цель такого анализа - определение фильтрационно-емкостных параметров пласта и уточнение его геологического строения, а также среднесрочное прогнозирование добычи нефти.

Широкое применение анализа КСД стало возможно благодаря использованию ЭЦН с датчиками забойного давления в составе блока ТМС. Рекомендуется использовать датчики давления в составе блока ТМС чувствительностью не хуже 0.01 атм.

Главным недостатком анализа КСД при пуске скважины в работу является невозможность определения пластового давления. Его можно определить при помощи метода восстановления давления (КВД) или приближенно оценить с помощью следующих методов: исследования на установившемся (квазиустановившемся) режиме фильтрации, исследования методом двух режимов (two-rate test), исследования методом пуска скважины после кратковременной остановки (drawdown test after a short shut-in).

Главным преимуществом анализа КСД является намного большая, чем для КВД, длительность анализируемого периода. Это позволяет изучить свойства пласта на большом расстоянии от скважины, определить расстояния до границ пласта или зоны дренирования скважины, оценить интерференцию скважин. При этом нет необходимости останавливать скважины для исследований кроме как для оценки пластового давления.

Для современных методов анализа КСД используется тот же математический аппарат, что и для анализа КВД, но для диагностики режимов течения применяются другие характеристические кривые. Диагностический график Бурде в билогарифмических координатах, применяемый для диагностики режимов течения при анализе КВД, в случае КСД слабо применим, так как его сильно зашумляют колебания дебита.

Главное ограничение применения аналитических моделей для анализа КСД – неизменность интерпретационной модели во времени. В том числе это означает, что во время анализа не может изменяться обводненность, так как это означает изменение фазовой проницаемости. Эти ограничения можно преодолеть, используя для анализа численные модели, однако это увеличивает неопределенность результатов.

Ниже описаны методы анализа длительных кривых дебита и забойного давления в работающих скважинах.

Анализ добычи начали применять в 1920-е гг. в виде эмпирических зависимостей с целью прогнозирования работы скважины для решения финансовых вопросов. Целью было прогнозирование падения дебита нефти со временем и оценка прибыли.

В 1940-х годах Арпсом были впервые опубликованы кривые падения дебита нефти во времени для случаев экспоненциального, гармонического и гиперболического падения. Они до сих пор используются для экспресс-оценки добывных возможностей скважины (времени эксплуатации скважины и конечной накопленной добычи нефти). Ограничения – предположение о постоянстве во времени забойного давления, скин-фактора и размеров зоны дренирования скважины. Флюид считается малосжимаемым. При этом дебит скважины описывается экспоненциальной, гармонической или гиперболической функцией времени.

В 1960-х годах появились первые наборы палеточных кривых. Они были получены при тех же ограничениях, что и кривые Арпса. Палетки Фетковича объединяли два семейства кривых: для неустановившегося режима фильтрации (левая часть графика) и для течения под влиянием границ на позднем этапе (правая часть графика). Данные кривые подразумевали, что приток к скважине можно описать в рамках модели вертикальной скважины в однородном пласте с круговой непроницаемой границей. Оцениваемые величины – размер зоны дренирования, гидропроводность, скин-фактор, срок эксплуатации, накопленная добыча.

Позже были получены палетки для более сложных моделей, в том числе для моделей слоистого пласта и трещиновато-пористого пласта. На палетках Фетковича отображается зависимость безразмерного дебита и безразмерной накопленной добычи от безразмерного времени.

Позже Палацци, Блэйсингейм и другие ввели палеточные кривые переменного дебита в двойном логарифмическом масштабе. Ограничением этого метода является гипотеза о малой сжимаемости. При этом на забойное давления ограничения не налагаются, что позволяет применять метод для анализа любых кривых изменения дебита и забойного давления в работающей скважине. Определяемые параметры те же, что и для палеток Фетковича.

На палетках Палацци-Блэйсингейма отображается зависимость приведенного дебита (или интеграла приведенного дебита) и производной интеграла приведенного дебита от эквивалентного времени материального баланса.

К концу 1980-х гг. появилось большое количество различных математических моделей. Эти модели описывали различные условия на скважине (вертикальная скважина, горизонтальная скважина, скважина с трещиной гидроразрыва пласта и пр.), условия на внешней границе пласта (форма границы; непроницаемая граница / граница постоянного давления); кроме того, появились различные модели коллектора (двойная пористость, двойная проницаемость и пр.). С развитием компьютерной техники появилась возможность сочетать в

одном анализе несколько моделей для учета сложного характера притока нефти к реальным скважинам, учитывать одновременно особенности строения коллектора, конструкцию скважины и форму границ.

Для диагностирования модели течения начали использовать так называемый «график в двойном логарифмическом масштабе (log-log график)». На этом графике отображается зависимость интеграла приведенного давления и его производной от эквивалентного времени материального баланса.

Уникальность графика в двойном логарифмическом масштабе состоит в том, что различные модели притока флюида к скважине на этом графике будут иметь строго определенный, известный вид. Причем этот вид будет аналогичен виду той же модели на графике Бурде для случая КВД. Поэтому график в двойном логарифмическом масштабе позволяет диагностировать модель течения.

Для особо сложных случаев и сильно зашумленных данных (когда на специальных диагностических графиках, описанных выше, не идентифицируются специфические участки, позволяющие определить модель фильтрации) главным инструментом для оценки качества интерпретации становится график зависимости забойного давления, дебитов и накопленной добычи от времени (график истории добычи). Такой подход не позволяет однозначно диагностировать модель фильтрации, а является лишь инструментом для контроля интерпретации кривых дебитов и забойного давления методом наилучшего совмещения. В этих условиях можно говорить об оценке таких параметров, как коэффициент продуктивности, гидропроводность, проницаемость, площадь зоны дренирования, взаимовлияние между скважинами. При отсутствии априорной информации о строении пласта следует использовать простые интерпретационные модели. Использование более сложных моделей допустимо при наличии дополнительной информации из других источников. Количество параметров, подлежащих определению, в этом случае должно быть сведено к минимуму.

Подробнее вопросы анализа длительных кривых дебита и забойного давления освещены в работах, приведенных в библиографии [12, 35].

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Деконволюция как метод интерпретации результатов гидродинамических исследований скважин

Конволюция или свертка – математическая операция, являющаяся видом интегрального преобразования и позволяющая специальным образом из двух исходных функций f и g найти по специальному правилу третью функцию w :

$$w(x) = f(x) * g(x) = \int_{-\infty}^{+\infty} f(x-y)g(y)dy = \int_{-\infty}^{+\infty} f(y)g(x-y)dy. \quad (\text{Б1})$$

Или, переходя от интеграла к сумме:

$$w(x) = \sum_{y=0}^{\infty} f(x-y)g(y) = \sum_{y=0}^{\infty} f(y)g(x-y). \quad (\text{Б2})$$

Смысл свертки функции f с функцией g состоит в суммировании смещенных копий функции f , взвешенных на значения функции g .

В ГДИС свертка может быть применена для записи решения уравнения пьезопроводности с учетом сложной истории работы скважины. В общем случае:

$$P_w(t) = P_0 - q(t) * g(t) = P_0 - \int_0^t q(\tau)g(t-\tau)d\tau = P_0 - \int_0^t q(t-\tau)g(\tau)d\tau, \quad (\text{Б3})$$

где

P_w – забойное давление,

P_0 – пластовое давление на момент времени $t=0$, q – дебит скважины,

g – функция самовлияния (отвечает за интерпретационную модель).

В конкретном случае, например, для модели однородного бесконечного пласта [14, 17]:

$$P_w(t) = P_0 - 2,15 \frac{B\mu}{kh} \left\{ \sum_{j=1}^N [-(q_j - q_{j-1})lg(t - t_{j-1})] + q_N \left[lg\left(\frac{0,1k}{\phi\mu c_t r_w^2}\right) - 3,0923 + 0,8686 S \right] \right\} \quad (\text{Б4})$$

где давления P_w и P_0 измеряются в МПа, а дебит q в м³/сут;

B – объемный коэффициент жидкости, м³/м³;

μ – динамическая вязкость жидкости, мПа·с;

k – проницаемость пласта, 10⁻³ мкм²;

h – эффективная толщина, м;

j – номер режима работы скважины;

N – количество режимов работы скважины к моменту времени t ;

t – время с момента запуска скважины в работу, час;

ϕ – пористость, д. ед.;

c_t – суммарная сжимаемость пласта и жидкости, 1/МПа;

r_w – радиус скважины, м;

S – скин-фактор скважины (характеризует состояние призабойной зоны), безразм.

Фактически в теории интерпретации ГДИС с помощью свертки реализуется принцип суперпозиции, позволяющий учитывать влияние истории работы скважины на исследуемый участок кривой изменения забойного давления.

Применительно к ГДИС определение функции самовлияния g по имеющимся замерам забойного давления P_w и дебита q называется деконволюцией (обратной сверткой). Это дает возможность при неизвестной модели течения построить эквивалентную кривую давления, которая будет являться откликом (реакцией) пласта на работу скважины с постоянным дебитом при той же накопленной добыче и том же времени исследования. Таким образом, можно перейти от фактической кривой забойного давления при длительной работе скважины с переменным дебитом и несколькими кривыми восстановления давления к одной эквивалентной кривой снижения давления большой длительности. Такую кривую можно дифференцировать и построить диагностический график Бурде [9, 28, 37] с большим радиусом исследования. Естественно, у такого подхода есть свои ограничения.

Деконволюция может быть использована для достижения следующих целей:

1. Уменьшения эффекта влияния ствола скважины, что позволяет раньше получить режим радиального притока либо увидеть какие-либо особенности, ранее скрытые этим эффектом.
2. Преобразования длительной зашумленной кривой забойного давления в работающей скважине с переменным дебитом в более гладкую кривую пуска скважины с постоянным дебитом той же длительности, которую намного проще интерпретировать.
3. Выявления границ пласта, которых не видно на обычных коротких кривых восстановления давления (КВД) в виду малого радиуса исследования, в том числе для обоснования запасов нефти.

Одной из первых отечественных работ по деконволюции можно считать работу [6], хотя термин деконволюция в ней и не использовался.

Существует значительное количество работ по деконволюции [3, 30-35], в том числе известных ученых в области ГДИС.

Долгое время предлагаемые специалистами алгоритмы деконволюции были неустойчивы. Для преодоления этой проблемы принимались допущения, которые негативно влияли на качество получаемого решения. Впервые эта проблема была решена в

работах [31, 34]. Однако и здесь есть свои замечания. Предложенный в этих работах метод лучше всего работает для выделения границ. При этом необходимо иметь несколько последовательных КВД, перемежающихся произвольными периодами добычи. Есть и ряд других ограничений.

Уравнение свертки записывается в виде:

$$\Delta P_w(t) = \int_0^t q(\tau) \Delta P_u'(t - \tau) d\tau, \quad \Delta P_u'(t) = \frac{\partial \Delta P_u}{\partial t} \quad (B5)$$

где $\Delta P_u(t)$ - падение давления при постоянном дебите.

В работах [31, 34] предлагается использовать замену переменных:

$$\sigma = \ln(\Delta t), \quad z(\sigma) = \ln \left[\frac{dP_u(\Delta t)}{d \ln(\Delta t)} \right] = \ln \left[\frac{dP_u(\sigma)}{d\sigma} \right]. \quad (B6)$$

Тогда уравнение (5) приводится к виду:

$$P_w(t) = P_0 - \int_{-\infty}^{\ln(t)} q(t - e^\sigma) e^{z(\sigma)} d\sigma. \quad (B7)$$

Теперь вместо поиска реакции давления на единичное изменение дебита $\Delta P_u(t)$ ищется изменение логарифма производной давления как функции логарифма времени. На первый взгляд это кажется более громоздкой задачей, но на самом деле такая замена упрощает решение. Другими словами, принцип подхода к деконволюции, предложенный в [31, 34], состоит в том, чтобы искать логарифмическую производную давления $z(\sigma)$, которая после подстановки в модифицированное уравнение свертки (B7) будет удовлетворять реальным замеренным данным. Кривая $z(\sigma)$ определяется как полилиния или сплайн. Под полилинией понимается графический примитив в виде отрезков линий и дуг. Она должна иметь заданную начальную точку, т.к. точка с координатами (0,0) не имеет смысла в билогарифмических координатах. Эта кривая $z(\sigma)$ определяется на временном промежутке от начала истории добычи и до конца аппроксимируемого периода.

Кривая $z(\sigma)$ является основной неизвестной в задаче деконволюции. Кроме нее есть еще две неизвестных – начальное пластовое давление (которое в общем случае мы можем не знать) и погрешность замера дебитов, в рамках которой их можно модифицировать для обеспечения сходимости решения обратной задачи (задачи оптимизации). Эти три величины изменяются при реализации нелинейной регрессии для минимизации целевой функции. Целевая функция также состоит из трех компонентов:

1. Стандартное отклонение расчетного давления от замеренного по всей имеющейся кривой или по нескольким наиболее достоверным участкам, например, по участкам восстановления давления.

2. Суммарная кривизна отклика производной. При наличии нескольких различных откликов производной, обеспечивающих одинаковую аппроксимацию, выбирается вариант с наименьшей суммарной кривизной. Т.е. среди равных выбирается наиболее гладкий вариант.
3. Суммарная модификация исторических дебитов, необходимая для сходимости задачи оптимизации. Также при наличии нескольких различных откликов производной, обеспечивающих одинаковую аппроксимацию, выбирается вариант с наименьшим изменением исторических дебитов. Обычно задается окно, в рамках которого разрешено такое изменение.

Условия применения изложенного подхода к деконволюции:

1. Когда имеется только одна КВД, пластовое давление должно быть известно заранее с хорошей точностью. При деконволюировании кривой давления будет получено значение пластового давления, близкое к заданному начальному приближению. Если это начальное приближение не верно – будет получена неверная форма производной: при завышенном давлении для его компенсации будут получены несуществующие непроницаемые границы, при заниженном давлении для его компенсации будут получены несуществующие границы постоянного давления.
2. При наличии нескольких КВД неверное задание пластового давления приведет к расхождению в поведении деконволюированной производной и производных фактических КВД на поздних временах. Таким образом, наличие нескольких КВД позволяет сделать несколько анализов с различными наборами данных о забойном давлении и сравнивая их результаты прийти к правильному выводу о строении и свойствах пласта.
3. При включении в анализируемый отрезок двух и более КВД они должны быть взаимно непротиворечивы, т.е. их диагностические графики должны быть близки. Это означает, что скин-фактор, модель течения и зона дренирования не должны меняться со временем. Значит не должно быть интерференции скважин.
4. Должен быть применим принцип суперпозиции, следовательно, течение флюида должно описываться линейным уравнением пьезопроводности. При несоблюдении закона Дарси, падении давления ниже давления насыщения и пр. деконволюция не работает. Строго говоря, считается, что поток не должен быть многофазным. На самом деле в случае двухфазной фильтрации нефти и воды это означает, что не должна меняться эффективная проницаемость, т.е. скважина не

должна обводняться, в процессе исследования не должна меняться насыщенность.

5. Ранний по времени участок деконволюированной кривой опирается на данные КВД, а поздний участок отвечает за изменение давления между КВД. Рассматриваемая методика деконволюции предполагает выбор производной с наименьшей кривизной. Это может привести к тому, что будут пропущены какие-то промежуточные элементы неоднородности в пласте, находящиеся между зоной, освещенной КВД, и границами пласта, затронутыми в процессе добычи. Одним из способов борьбы с данным эффектом является построение окна чувствительности для каждой точки производной. Если окно мало, значит чувствительность аппроксимации к этой точке высока, и она имеет высокую достоверность. Если окно велико, значит эта точка производной мало влияет на аппроксимацию, следовательно, форма производной в пределах этого окна может быть любой, значит, если в этой зоне есть неоднородность – мы ее не увидим.

Из перечисленных ограничений наиболее значительным является отсутствие интерференции скважин, так как выполнение этого ограничения на поздних временах при анализе скважин на уже разбуренных месторождениях маловероятно. Для решения этой проблемы был разработан метод мультискважинной деконволюции.

Для случая одновременной работы нескольких взаимовлияющих скважин уравнение притока (Б3) с использованием конволюции (свертки) имеет вид [27]:

$$P_{w,i}(t) = P_0 - \int_0^t q_i(\tau) g_i(t-\tau) d\tau - \sum_{l=1}^M \int_0^t q_l(\tau) g_{l,i}(t-\tau) d\tau, \quad l \neq i, \quad (\text{Б8})$$

где индекс i соответствует исследуемой скважине, а индекс l – окружающим ее и интерферирующим с ней скважинам, M – количество скважин, g_i – функция самовлияния i -ой скважины, $g_{l,i}$ – функция влияния скважины l на скважину i .

Определив с помощью мультискважинной деконволюции функции влияния и самовлияния, можно разделить самовлияние i -ой скважины и влияние на нее l -ых скважин, а потом интерпретировать полученные кривые давления стандартными методами интерпретации ГДИС и определить фильтрационно-емкостные параметры пласта в околоскважинном и межскважинном пространствах, а также расстояния до границ.

В работе [4] предложен альтернативный подход к деконволюции, использующий подход capacitance resistance model (CRM). Он позволяет учесть изменение фазовой проницаемости пласта со временем и анализировать исследования скважин с растущей обводненностью.

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Использование численного моделирования при планировании и интерпретации гидродинамических исследований скважин

Численное моделирование при планировании и интерпретации ГДИС должно использоваться только в случае отсутствия подходящей аналитической модели.

Обычно при планировании и интерпретации ГДИС численное моделирование используется в следующих сложных случаях, когда отсутствуют аналитические решения:

1. многослойные пласты с перетоком и без него;
2. влияние границ сложной формы;
3. сложный композитный (многозонный) пласт;
4. учет неоднородности пласта по фильтрационно-емкостным свойствам;
5. влияние множества окружающих скважин;
6. многофазный поток с изменяющимся составом фаз;
7. влияние газовой шапки и подошвенной воды;
8. слабосцементированные пласты;
9. отклонение от закона Дарси;
10. интерференция горизонтальных скважин и скважин с трещинами ГРП и пр.

Недостатками численного моделирования применительно к планированию и интерпретации ГДИС:

1. влияние размеров блока сетки на решение;
2. невозможность честного построения модели бесконечного пласта;
3. необходимость большого количества исходных данных для расчетов;
4. большие затраты времени на создание модели;
5. во многих программных продуктах для численного моделирования отсутствует учет процессов в стволе скважины;
6. проблемы с построением сетки для точной аппроксимации аналитического решения численным;
7. часто отсутствуют надежные инструменты для автоматизированного подбора коэффициентов многопараметрических численных моделей;
8. большое время счета одного варианта.

Преимущества использования численного моделирования при планировании и интерпретации ГДИС:

1. Возможность построения фильтрационных моделей района проведения исследований с целью оперативного уточнения строения пласта.

2. Возможность моделирования сложных случаев для уменьшения неопределенности результатов интерпретации с помощью анализа степени влияния различных факторов на решение.
3. Возможность оперативной проверки гипотез о геологическом строении пласта на основе создания секторных фильтрационных моделей по результатам исследований скважин (анализ добычи, геофизические исследования скважин в открытом стволе, ГДИС, промыслово-геофизические исследования скважин).

В таком случае можно рекомендовать следующую методику комплексирования исследований скважин и численного моделирования [5]:

1. Сбор и первичный анализ информации.
2. Выделение геолого-технологических особенностей, которые необходимо учесть при построении имитационной модели.
 - 2.1. Размеры моделируемой области.
 - 2.2. Количество фаз.
 - 2.3. Скважины.
 - 2.4. Разломы и трещины гидроразрыва пласта, горизонтальные стволы.
 - 2.5. Полнота вскрытия пласта и вертикальная анизотропия проницаемости.
 - 2.6. Водонефтяной и газонефтяной контакты.
 - 2.7. Горизонтальная анизотропия проницаемости.
 - 2.8. Неоднородность по фильтрационно-емкостным свойствам пласта.
3. Построение имитационной модели.
 - 3.1. Геометрия пласта.
 - 3.2. Свойства флюидов.
 - 3.3. Начальные условия.
 - 3.4. Граничные условия.
 - 3.5. Расположение скважин и интервалов перфорации. Задание режимов работы скважин.
 - 3.6. Обоснование начального приближения фильтрационно-емкостных свойств.
 - 3.7. Обоснование размеров блоков расчетной сетки путем оценки влияния их размеров на решение.
4. Выбор параметров модели, значения которых необходимо уточнить в ходе адаптации модели.
5. Анализ чувствительности модели к изменению выбранных в пункте 4 параметров.
6. Совмещение расчетных и фактических кривых дебитов и/или забойных давлений путем изменения выбранных параметров модели (адаптация).

7. Анализ устойчивости полученного решения.

Для моделирования различных видов исследований следует использовать сетки, позволяющие подробно учитывать сложную геометрию залежи и особенности течения в околоскважинной области. Самым простым способом является использование декартовой сетки или сетки в геометрии угловой точки с локальным измельчением. Однако, лучшие результаты можно получить при использовании более сложных сеток – треугольной сетки и сетки Вороного. Наибольшее распространение получила именно сетка Вороного.

Подробнее вопросы математического моделирования и его применения к ГДИС освещены в работах [1, 11-13, 35].

БИБЛИОГРАФИЯ

1. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. – 416 с.
2. Антонов Ю.Н., Кожевников Д.А., Козяр В.Ф., Неретин В.Д. Теория методов ГИС. М.: Издательский центр РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2015. – 618с.
3. Афанаскин И.В., Вольпин С.Г., Крыганов П.В. Деконволюция как инструмент для интерпретации гидродинамических исследований скважин // Нефтепромысловое дело. – 2020. № 2. – с. 50-56.
4. Афанаскин И.В., Крыганов П.В., Ахапкин М.Ю., Дяченко А.Г., Чен-лен-сон Ю.Б., Штейнберг Ю.М. Применение CRM-модели для мультискважинной деконволюции данных о дебите и забойном давлении обводняющейся скважины // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2022.
5. Афанаскин И.В., Вольпин С.Г., Бабаевский А.В. и др. Методика применения численного гидродинамического моделирования при интерпретации кривых восстановления давления в сложных случаях // Инженерная практика. 2013. № 10. С. 58-61.
6. Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Исследования нефтяных и газовых скважин и пластов. М.: Недра, 1984. - 269 с.
7. Геофизические исследования скважин. Справочник мастера по промысловой геофизике. Инфра-инженерия. Москва, 2009, 958с.
8. Гриценко А.И., Алиев З.С., Ермилов О.М., Ремизов В.В., Зотов Г.А., Руководство по исследованию скважин. М., Наука, 1995, 522с.
9. Деева Т.А., Камартдинов М.Р., Кулагина Т.Е., Мангазеев П.В. Гидродинамические исследования скважин: анализ и интерпретация данных. Томск: ЦППС НД ТПУ, 2009. 243с.
10. Добрынин В.М, Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А., Африкян А.Н. Геофизические исследования скважин, Нефть и газ, 2004.
11. Каневская Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2002.
12. Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Применение промыслово-геофизического контроля для оптимизации разработки месторождений нефти и газа. Т. 1. Основы гидродинамико-геофизического контроля разработки и мониторинга добычи. Т. 2. Роль гидродинамико-геофизического мониторинга в управлении разработкой. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2020. – 780с, 676 с.

13. Кричлоу Генри Б. Современная разработка нефтяных месторождений – проблемы моделирования. М.: Недра, 1979. – 303 с.
14. Кульпин Л.Г., Мясников Ю.А. Гидродинамические методы исследования нефтегазоводоносных пластов. М.: Недра, 1974. – 200 с.
15. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде. М.: РГУНГ, переиздание 2004. 628с.
16. Непримеров Н.Н. Влияние промыслового эксперимента на развитие теории фильтрации. // Проблемы теории фильтрации и механика процессов повышения нефтеотдачи. М.: Наука, 1987. с. 153–162
17. Роберт Эрлагер мл. Гидродинамические методы исследования скважин. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2007. - 512 с.
18. Справочник инженера-нефтяника. Том 1 Введение в нефтяной инжиниринг. -М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2014. – 1136с.
19. Справочник по геохимии нефти и газа / Под ред. С. Г. Неручева. СПб: Недра, 1998. 575 с.
20. СТО ИНТИ S.100.18-2022 Полимернопокрытый маркированный проппант и кассеты-носители маркированного материала для динамического мониторинга профиля и состава притока добывающих скважин.
21. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. Москва, Минэнерго России, 2001, 271с.
22. Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефтей. Пер. с англ. / Под ред. Вассоевича Н.Б, Сейфуль-Мулюкова Р.Б. – М.: Мир, 1981. – 502 с.
23. Физический энциклопедический словарь. М.: 2003. -944с.
24. Хант Дж. Геохимия и геология нефти и газа / Под ред. Н.Б. Вассоевича, А.Я. Архирова. – М.: Мир, 1982. – 703 с.
25. Шагиев Р.Г. Исследование скважин по КВД. М.: Наука, 1998. - 303с.
26. Щелкачев В.Н. Основы и приложения теории неустановившейся фильтрации. - М.: Нефть и газ, 1995. ч.1 - 586с., ч.2 - 493с.
27. Cumming J.A., Wooff D.A., Whittle T., Gringarten A.C. Multiwell Deconvolution // SPE Reservoir Evaluation and Engineering. – 2014. - November.
28. Dominique Bourdet. Well Test Analysis: The Use of Advanced Interpretation Models. Amsterdam; Boston: Elsevier Science, 2002.
29. Doublet D.E., Pande P.K., McCollum T.J., Blassingame T.A. Decline Curve Analysis Using material Balance Time. Paper SPE 28688, p.1-23, October 1994.
30. Gringarten A.C. From Straight Lines to Deconvolution: the Evolution of the State of the Art in Well Test Analysis // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2008. – February.

31. Gringarten A.C. Deconvolution of Well-Test Data as a Nonlinear Total Least-Squares Problem // SPE 77688. – 2004.
32. Ilk D., Valko P.P., Blasingame T.A. A deconvolution Method Based on Cumulative Production for Continuously Measured Flowrate and Pressure Data // SPE 111269. – 2007.
33. Kuchuk F.J., Onur M., Hollaender F. Pressure Transient Formation and Well Testing. Convolution, Deconvolution and Nonlinear Estimation. Amsterdam: Elsevier. – 2010.
34. Levitan M.M. Practical Application of Pressure-Rate Deconvolution to Analysis of Real Well Tests // SPE 84290. – 2003.
35. Olivier Houze, Didier Viturat, Ole S. Fjaere. Dynamic Data Analysis. V 5.42. - Kappa Engineering, 2022.
36. Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The biomarker guides. – Cambridge, U.K.: Cambridge University Press. – 2005. – 1155 p.
37. Schlumberger. Основы испытания пластов. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. 432 с.
38. Степанов С.В., Бекман А.Д., Ручкин А.А. Поспелова Т.А. Сопровождение разработки нефтяных месторождений с использованием моделей CRM – Тюмень: ИПЦ «Экспресс», 2021 - 300 с.