КазМұнайГаз NATIONAL COMPANY ҰЛТТЫҚ КОМПАНИЯСЫ	АО «Национальная компания «КазМунайГаз»	
Наименование документа: **Регламент по проведению промыслово-геофизических исследований скважин при контроле за разработкой месторождений в группе компаний АО НК «КазМунайГаз»**		
Тип документа: **Регламент**	Код: **KMG-RG-2702.2-44**	**стр. 1 из 38**
Разработал: Кидибасова И.А. _____ «___» _____2022 г. Еремеева Г.Б. _____ «___» _____2022 г.	Проверил: Кусайнов Н.М. _____ «___» _____2022 г. Умбетияров А.Б. _____ «___» _____2022 г.	Утвержден приказом председателя Правления АО НК «КазМунайГаз» от «25» 04 2022 г. № 96

1. ЦЕЛЬ ДОКУМЕНТА И ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Регламент по проведению промыслово-геофизических исследований скважин при контроле за разработкой месторождений в группе компаний АО НК «КазМунайГаз» (далее - Регламент) разработан для получения информации надлежащего качества и формирования базы для геолого-промыслового анализа разработки нефтяных и газовых месторождений.

1.2. Основными задачами регламента являются:

1) обеспечение полноты и надлежащего качества геофизических исследований скважин при контроле за разработкой месторождений;

2) создание информационной базы для проектирования и научного сопровождения разработки нефтяных и газонефтяных месторождений, в том числе с использованием компьютерных технологий;

3) повышение эффективности и информативности геофизических исследований по контролю за разработкой, необходимых для оценки технологических показателей разработки, оценки эффективности системы разработки в целом, для контроля выработки запасов и оценки эффективности методов нефтеотдачи, а также для снижения неопределенностей при построении трехмерных гидродинамических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений в АО НК «КазМунайГаз»;

4) обеспечение системного подхода к контролю за разработкой месторождений;

5) повышение эффективности управления разработкой месторождений нефти и газа;

6) снижение объема неинформативных исследований.

1.3. Результаты исследований, проведенных в соответствии с настоящим регламентом и их дальнейшая интерпретация, являются основой для дальнейшего мониторинга разработки, в том числе для создания и уточнения геолого-гидродинамических моделей месторождений.

2. ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

2.1. В настоящем регламенте обосновывается комплекс промыслово-геофизических исследований при контроле за разработкой, объемы и периодичность их проведения с учетом специфики месторождений группы компаний АО НК «КазМунайГаз».

2.2. Обязательный комплекс промыслово-геофизических исследований, предусматриваемый регламентом (Форма KMG-F-3941.1-44/RG-2702.2-44), с учетом охвата скважин исследованиями и их периодичностью (Форма KMG-F-3942.1-44/RG-2702.2-44) должен обеспечивать систематическое получение первичной промысловой информации в объемах, достаточных для решения задач проектирования, контроля и регулирования процесса разработки.

2.3. Комплекс исследований по контролю за разработкой на всех ее этапах распространяется на все эксплуатационные добывающие и нагнетательные скважины, а также используемые в этих целях наблюдательные и пьезометрические скважины.

2.4. Настоящий Регламент предназначен для:

1) недропользователей, осуществляющих разработку нефтегазовых залежей;

2) сервисных компаний, имеющих лицензию на выполнение промыслово-геофизических исследований по контролю за разработкой месторождений;

3) научно-исследовательских институтов и компаний, создающих новые методы, технику и технологию комплексного изучения скважин и пластов.

2.5. Применение настоящего Регламента ДЗО осуществляется в установленном порядке путем разработки и утверждения аналогичного Регламента или приведения внутренних документов организаций в соответствие с настоящим Регламентом.

3. ОПРЕДЕЛЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АКВ	- акустический каротаж волновой
АКЦ	- акустическая цементометрия
АКЦс	- акустическая цементометрия - секторная
АКШ	- акустический каротаж широкополосный
ВАК	- волновой акустический каротаж
ВЛГ	- влагометрия
ВГД	- влагомер градуированный диэлькометрический

ВДК	- волновой диэлектрический каротаж
ВНК	- водонефтяной контакт
ВНР	- водонефтяной раздел
ВТ	- высокочувствительная термометрия - термометрия с разрешающей способностью не менее 0,01°С.
ГГП	- гамма-гамма-плотнометрия
ГК	- гамма-каротаж интегральный
ГК-С	- гамма-каротаж спектрометрический
ГВК	- газоводяной контакт
ГНК	- газонефтяной контакт
ГДИС	- гидродинамические исследования скважин
ГДП	- гидропрослушивание
ГИС	- геофизические исследования скважин
ГИС-к	- методы ГИС, применяемые при контроле за разработкой месторождений
ГИРС	- геофизические исследования и работы в скважинах
ГНК	- газонефтяной контакт
ГОС	- горюче-окислительный состав
ГРП	- гидравлический разрыв пласта
Группа компаний КМГ	КМГ и юридические лица, в которых пятьдесят и более процентов голосующих акций (долей участия) прямо или косвенно принадлежат КМГ на праве собственности или доверительного управления, а также юридические лица, деятельность которых КМГ вправе контролировать. Примечание 1. Под косвенной принадлежностью КМГ понимается владение на праве собственности или доверительного управления каждой последующей организацией КМГ голосующими акциями (долями участия) иной организации. Под контролем над деятельностью юридических лиц понимается возможность определять принимаемые ими решения или для принятия решения необходимо единогласие всех акционеров (участников). - Примечание 2. Перечень организаций, подпадающих под термин «группа компаний КМГ», определяется ДУА

ГТИ	- геолого-технологические исследования в процессе бурения скважин и газовый каротаж
ГТМ	- геолого-технические мероприятия
ДЗО	- дочерние организации и зависимые общества, в том числе совместно – контролируемые организации и совместные предприятия АО «НК «КазМунайГаз»
Заказчик (для целей настоящего регламента)	- компания, инициатор проведения работ по проведению комплекса ГИС
ЗУ	- устьевые замерные установки
ИГН	- импульсный генератор нейтронов
ИНГК	- импульсный нейтронный гамма-каротаж
ИННК	- импульсный нейтрон-нейтронный каротаж
ИНК-С	- импульсный нейтронный каротаж - спектрометрический
ИНГК-С	- импульсный нейтронный гамма-каротаж спектрометрический
ИПТ	- испытатель пластов на трубах
КВД	- кривая восстановления забойного давления
КВУ	- кривая восстановления давления на забое скважины при подъеме уровня жидких флюидов в стволе
КМГ	- акционерное общество «Национальная компания «КазМунайГаз»
КМГИ	- ТОО «КМГ Инжиниринг»
КНАМ	- метод наведенной активности по кислороду
КПД	- кривая падения давления
КРС	- капитальный ремонт скважин
КСАЭ	- каротаж сейсмо - акустической эмиссии
ЛМ	- локация муфт колонн
МИД	- магнитоимпульсная дефектоскопия
МН	- манометрия

МУО	- метод установившихся отборов
Наблюдательная скважина	- скважина, вскрывающая продуктивный горизонт в пределах газо-нефтенасыщенной части. Эти скважины в течение продолжительного времени не эксплуатируются и служат для точных замеров давления, наблюдения за продвижением контакта газ - вода (газ - нефть и нефть - вода). По мере решения стоящих перед ними задач наблюдательные скважины могут быть переведены в эксплуатационные.
НГДУ	- нефтегазодобывающее управление
НГК	- нейтронный гамма-каротаж
Недропользователь	- физическое или юридическое лицо, обладающее в соответствии с Кодексом Республики Казахстан о недрах и недропользовании правом на проведение операций по недропользованию
НК	- нейтронный каротаж
НКТ	- насосно-компрессорные трубы
2ННК	- двухзондовый компенсированный нейтрон-нейтронный каротаж
ОГК	- определение герметичности колонны
ОПЗ	- обработка призабойной зоны пласта
ОПП	- определение профиля поглощения
ОППр	- определение профиля притока
ОЦК	- определение высоты подъема цементного кольца
ПГИ	- промыслово-геофизические исследования
ПЖ	- промывочная жидкость
ПЗП	- призабойная зона пласта
Подрядчик (для целей настоящего регламента)	- сервисная компания, выполняющая исследования в скважинах
ПРС	- подземный ремонт скважин

Пьезометрическая скважина	- скважина, вскрывающая продуктивный горизонт в пределах его водонасыщенной части. В таких скважинах проводятся наблюдения за снижением уровней законтурной или подошвенной воды. Предназначены для контроля за изменением давления в отдельных точках пласта и часто используются в качестве реагирующих при гидропрослушивании.
РГХА	- радиогеохимическая аномалия
РГЭ	- радиогеохимический эффект
РД	- руководящий документ
РМ (РГД)	- расходомер механический
РИС	- сважинный индукционный резистивиметр
САТ	- скважинный акустический телевизор
СГДТ	- скважинная гамма-гамма дефектометрия и толщинометрия
С/О	- импульсный нейтронный каротаж спектрометрический (углеродно- кислородный-С/О каротаж)
СТИ	- термокондуктивный индикатор притока/скважинный термоиндикатор притока
ТМ	- термометрия – обычная термометрия с разрешающей способностью 0,1-0,3 °С
УЭВН	- установка погружного электровинтового насоса
ФЕС	- фильтрационно-емкостные свойства
ФХС	- физико-химические свойства
ШУМ	- шумометрия
ШГН	- штанго-глубинный насос
ЭМДСТ	- электромагнитная дефектоскопия и толщинометрия
ЭЦН	- электроцентробежный насос

4. ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

4.1. Контроль за исполнением требований настоящего Регламента

осуществляет представитель геологической службы Заказчика.

4.2. При передаче материалов ГИС-к Заказчику, за полнотой и качеством передаваемого материала следит специалист, отвечающий за ГИС в геологической службе Заказчика.

4.3. При разработке договоров на выполнение ГИС, ДЗО предусматривают в договорах ответственность Подрядчиков за полноту и качество материалов ГИС.

4.4. При разработке Технических спецификаций на выполнение промыслово-геофизических исследований, ДЗО руководствуются настоящим регламентом.

4.5.Подготовленные технические спецификации ДЗО согласовывают со специалистами, отвечающию за ГИС в геологической службе КМГИ посредством электронной почты.

5. ОПИСАНИЕ РЕГЛАМЕНТА

5.1. Цели и задачи контроля за разработкой

5.1.1. Задачи, решаемые при контроле за разработкой

5.1.1.1. Контроль за разработкой заключается в получении информации, необходимой для оценки эффективности принятой системы разработки и выработки мероприятий по её совершенствованию.

5.1.1.2. Целью современного контроля за разработкой нефтяных залежей является достижение максимальной добычи с объектов разработки.

5.1.1.3. Контроль за разработкой нефтяных месторождений осуществляется на протяжении всего периода его разработки и решает целый ряд вопросов:

1) планирование изменений и уточнений принятой системы разработки;
2) оптимизация работы скважин;
3) определение степени выработки запасов нефти и газа;
4) определение зон обводненности;
5) определение энергетического состояния залежей;
6) оценка технического состояния скважин и скважинного оборудования.

5.1.2. Системный подход при контроле за разработкой, необходимость и задачи системного подхода

5.1.2.1. Необходимость системного подхода диктуется тем, что в настоящее время геофизические исследования по контролю за вытеснением нефти в пласте проводятся нецеленаправленно и в ограниченном объеме, отсутствует системный подход к планированию и проведению исследований, анализу накопленных на месторождении геофизических и промысловых данных. Информация, использованая при принятии оперативных решений при проведении геолого-технологических мероприятий по конкретным скважинам

не анализируется, не обобщается. Часто хранится только на бумажных носителях.

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

В то же время уже имеющиеся исследования, накопленные в процессе разработки залежей, при их систематизации и обобщении дают, несомненно, важную информацию о том, где расположены остаточные запасы нефти и в каком состоянии они находятся.

5.1.2.2. Системный контроль представляет собой комплекс гидродинамических и промыслово-геофизических методов исследований скважин в сочетании с лабораторными исследованиями, направленный на получение достаточного объема информации для решения отдельных задач разработки в масштабе объекта разработки или месторождения в целом. Основное условие проведения системных исследований – это четкая формулировка задач контроля с учетом особенностей геологического строения месторождения, применяемой технологии разработки и реальных возможностей существующих методов контроля.

5.1.2.3. Осуществление системного контроля достигается с помощью согласованного плана исследований между добывающими, проектирующими, и геофизическими организациями. Планом предусматривается система мероприятий, содержащая четкую формулировку задач по контролю, способы их решения, периодичность исследований. Различия в геологическом строении месторождений, типов залежей, систем разработки исключает возможность единого подхода при планировании системных исследований. Для каждого месторождения составляется индивидуальный план исследований.

5.1.2.4. Системный контроль может обеспечиваться с помощью разработки программ исследований, где обосновывается выбор объектов (опорная сеть скважин, опытный участок и т. д.), необходимый объем и периодичность исследований. В дальнейшем систематически контролируется выполнение графика работ и периодически обобщаются получаемые результаты.

5.1.2.5. Выбор опорных сеток скважин для проведения исследований является основным этапом планирования системного контроля. Опорная сеть составляется исходя из задачи, для решения которой она используется и может меняться во времени и по площади. При выборе учитывается тип разрезов скважин, особенности распределения коллекторов, карта расположения добывающих и нагнетательных скважин. Учитывается доступность скважин для исследований, так как для исследования глубинными приборами доступны в основном фонтанные и газлифтные скважины, а скважины с ЭЦН, ШГН и УЭВН требуют определенной корректировки в конструкции.

5.1.2.6. Периодичность исследований для каждой залежи устанавливается по результатам обобщения имеющегося объема информации или по аналогичным месторождениям. Периодичность исследований во времени, в зависимости от сложностей геологического строения, может меняться.

5.1.2.7.Системный контроль может осуществляться посредством моделирования залежи. Модель включает в себя измеренные величины (толщина, проницаемость, температура, давление, вязкость, гидропроводность и др.) привязанные к соответствующим координатам залежи; зависимости, реализующие их взаимосвязь и закономерности изменения в пространстве; алгоритм, описывающий процессы, происходящие в пласте при разработке залежи. Модель должна позволять многократное воспроизведение процесса разработки залежи при различном наборе исходной информации, характеризующей начальное и промежуточное состояния залежи.

5.1.2.8. Данные, получаемые в процессе системного контроля, являются основной базой данных для решения следующих задач разработки месторождений:

1) Контроль характера и полноты выработки залежей (определение охвата разработкой, изменение положений ВНК, ГНК, определение текущей и остаточной нефтенасыщенности).
2) Контроль за характером внедрения вытесняющих агентов (изменение положения фронта обводнения и охват залежи заводнением, полнота выработки заводненных объемов, эффективность закачки воды).
3) Наблюдения за изменением энергетического состояния залежи (пластовые давление и температура).
4) Оценка эффективности различных процессов воздействия на залежь и мероприятий, направленных на увеличение нефтеотдачи пластов.

5.1.3. Критерии выбора скважин для опорной сети

5.1.3.1. Основные задачи скважин опорной сети – выполнение в них комплекса геофизических, гидродинамических и геохимических систематических исследований, с целью:

1) контроля режима работы пласта, глубинно-насосного оборудования, выбора оптимального режима и способа эксплуатации скважин;
2) уточнения геологического строения, наличия границ, неоднородностей;
3) получения фильтрационно - емкостных и динамических параметров пласта (проницаемости, гидропроводности, подвижности, пьезопроводности);
4) оценки энергетического состояния залежи.

5.1.3.2. Для получения достаточного объема данных необходимо обеспечить максимальный и равномерный охват исследуемых скважин по площади.

5.1.3.3. С целью сокращения потерь нефти вследствие остановок скважин на проведение исследований целесообразно периодически исследовать фонд нагнетательных скважин.

5.1.3.4.Рекомендуется проводить дополнительные исследования эксплуатационных скважин в межремонтный период.

5.1.3.5. Для получения качественных результатов исследований техническое состояние скважин Опорной сети должно отвечать следующим требованиям:

1) отсутствие на забое посторонних предметов (труб, приборов, насосов или их частей и т.д.);
2) герметичность эксплуатационной колонны;
3) отсутствие заколонных перетоков.

5.1.3.6. В Опорную сеть должны быть включены скважины из действующего добывающего, нагнетательного и контрольного фонда. Приоритет должен отдаваться фонтанным скважинам. Это обусловлено возможностью выполнения глубинных замеров по данной категории скважин.

5.1.3.7. При составлении опорных сетей должны учитываться решаемые задачи:

1) для контроля положения ГНК, ВНК, ГВК и оценки текущего коэффициента газо-нефтенасыщения определяют наблюдательные скважины, где должны быть определены начальные положения ГНК, ВНК и ГВК. Часть скважин располагают по профилям, перпендикулярным линиям нагнетания, а часть вблизи внешнего контура газо-нефтеносности по направлению предполагаемого движения контакта;
2) для контроля профиля приемистости выбирается максимально возможное количество нагнетательных скважин;
3) для контроля профиля притока выбираются преимущественно фонтанирующие, а также насосные скважины, остановленные для смены насоса или КРС;
4) для контроля состава притока выбираются скважины, где возможен наземный отбор проб для контроля ФХС флюидов.

5.1.4. Комплексы ГИС для контроля за разработкой нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений

5.1.4.1. Задачи промыслово-геологического контроля за разработкой

5.1.4.1.1. В процессе разработки осуществляются комплексные гидродинамические, геофизические и лабораторные исследования для изучения характера изменения нефте-газо- насыщенности пластов и на основе полученных данных вырабатываются мероприятия для наиболее полного извлечения нефти.

5.1.4.1.2. Комплекс гидродинамических, геофизических, геохимических исследований скважин предназначен для решения следующих задач:

1) Уточнение геологической модели в прискважинной зоне:

- уточнение границ продуктивных толщин по разрезу скважины;
- определение положения продуктивных пластов и геологических неоднородностей в межскважинном пространстве.

2) Контроль за выработкой пластов при извлечении нефти и газа:

- определение профиля притока или приемистости, оценки состава притока;
- определение начального, текущего или остаточного нефте- и газонасыщения пласта;
- оценка параметров вытеснения для вырабатываемых толщин.

3) Гидродинамический контроль фильтрационных свойств пласта:

- определение продуктивности скважин (приемистости) скважин;
- оценка энергетического состояния пласта;
- определение фильтрационных свойств пласта;
- гидродинамический мониторинг фильтрационных свойств пласта.

4) Технологический контроль работы скважины:

- оценка работы элементов подземного оборудования;
- оценки состояния продукции в стволе работающей скважины;
- определение межпластовых перетоков;
- определение суммарных фазовых расходов скважины.

5) Контроль технического состояния скважины:

- уточнение положения элементов конструкции;
- оценка состояния внутриколонного пространства труб;
- определение степени износа и утолщения (коррозии) стенок колонн;
- выявление негерметичности колонн и уточнение границ фильтра;
- определение герметичности забоя, цементного моста;
- контроль качества цементажа.

6) Контроль качества работ по интенсификации добычи:

- оценка эффективности очистки забоя;
- оценка эффективности вскрытия пласта;
- оценка эффективности очистки призабойной зоны;
- оценка эффективности воздействия на дальнюю зону пласта;
- оценка эффективности других мероприятий по изменению технического состояния скважины.

5.1.4.2. Задачи методов ГИС-контроля

Основными задачами методов ГИС при контроле за разработкой являются:

1) определение профиля притока пластов, вскрытых перфорацией в добывающих скважинах;
2) определение профиля поглощения в нагнетательных скважинах;
3) определение состава притока;

4) определение источника обводнения пластов;

5) контроль положения ГНК, ВНК, оценка изменения газо-нефтенасыщенности и обводнения пластов в процессе разработки;

6) определение текущего насыщения неперфорированных нефтегазонасыщенных пластов, определение коэффициента остаточной нефтенасыщенности;

7) определение охвата заводнением по толщине пласта;

8) определение пластовой температуры;

9) определение пластовых и забойных давлений;

10) определение межпластовых и заколонных перетоков;

11) оценка технического состояния скважин: определение целостности обсадной колонны, НКТ, герметичности затрубного пространства, состояния забоя.

5.1.4.3. Комплекс методов контроля за разработкой нефтяных месторождений (ГИС-к)

5.1.4.3.1. Комплекс исследований по контролю за разработкой эксплуатационных объектов предусматривает проведение единичных (разовых) и систематических (периодических) замеров.

5.1.4.3.2. Единичные (разовые) замеры предусматривают одновременное выполнение полного комплекса исследований или необходимой его части и проводятся в каждой вновь пробуренной скважине, а также до и после осуществления какого-либо технологического или технического мероприятия (обработка призабойной зоны, капитальный ремонт, смена оборудования и другие).

5.1.4.3.3. К разовым относятся промыслово-геофизические исследования скважин для оценки технического состояния скважин, нефте-газо-водонасыщенности пластов, профиля притока (поглощения), которые выполняются по мере необходимости, причем их объем должен возрастать с началом обводнения скважин. Сюда же относятся гидродинамические исследования по изучению взаимодействия скважин и пластов, фотоколориметрическому изучению разрезов залежей и другие.

5.1.4.3.4. Систематические исследования включают:

1) замеры пластового давления;

2) замеры забойного давления (динамического уровня) в действующих добывающих и нагнетательных скважинах;

3) замеры дебитов добывающих и приемистости нагнетательных скважин;

4) замеры обводненности скважин;

5) замеры газового фактора.

5.1.4.3.5. Перечисленный комплекс измерений проводится единовременно по каждой новой скважине, а также до и после осуществления какого-либо технологического или технического мероприятия (обработка

призабойной зоны, гидроразрыв, изоляционные работы и другие), а в последующем – с указанной в Форме KMG-F-3942.1-44/RG-2702.2-44 периодичностью.

5.1.4.3.6. Опорной и фоновой информацией для проведения геофизического контроля при разработке нефтяных и газовых месторождений являются данные ГИС, полученные в процессе строительства скважин.

5.1.4.3.7. Комплекс при контроле за разработкой определяется решаемыми задачами и условиями проведения исследований (технология эксплуатации, конструкция скважины, заполнение ствола и т.п.).

5.1.4.3.8. Комплекс исследований подразделяется на обязательный и дополнительный (Форме KMG-F-3941.1-44/RG-2702.2-44). Обязательный комплекс включает минимальный комплекс исследований по контролю за разработкой. Дополнительные исследования проводят индивидуально в скважинах в зависимости от поставленных задач. Дополнительные методы выполняются по взаимно согласованному плану между геофизической компанией и промыслово-геологической службой Недропользователя. Целесообразность применения дополнительных методов устанавливается индивидуально для каждого месторождения или района работ на основании проведения специальных опытно-методических работ.

5.1.4.3.9. Гидродинамические исследования методами восстановления давления (уровня) и установившихся отборов выполняются по каждой скважине после ввода ее в эксплуатацию и в последующем с указанной в форме KMG-F-3942.1-44/RG-2702.2-44 периодичностью.

5.1.4.4. Комплекс методов контроля за разработкой газовой и газоконденсатной залежи

5.1.4.4.1. Система контроля за разработкой газовой и газоконденсатной включает в себя систематические и контрольные измерения:

1) пластовых, забойных и устьевых статических давлений;
2) уровней жидкости в пьезометрических скважинах;
3) положения ГНК (газ-нефть и нефть-вода при наличии нефтяной оторочки);
4) дебитов и химического состава газа, конденсата, воды (нефти);

5.1.4.4.2. Вышеперечисленные исследования проводятся после освоения скважин, перед пуском их в эксплуатацию после остановок или периода консервации.

5.1.4.4.3. На основании результатов исследований должны определяться и периодически уточняться:

1) режим работы скважин и ее температурный режим;
2) распределение давления по залежи;

3) интенсивность и характер продвижения воды (нефти) на различных участках залежи;

4) газоотдающие интервалы с оценкой их дифференциальных дебитов;

5) охват запасов разработкой;

6) начальные и текущие запасы газа, конденсата, нефти;

7) выявление заколонных перетоков.

5.1.4.4.4. Измерения статических давлений проводятся периодически по всему фонду скважин. В первый период разработки необходимо проводить не реже одного раза в квартал, на завершающей стадии – до одного раза в год.

5.1.4.4.5. Наблюдения за разработкой осуществляется в эксплуатационных, а также используемых в этих целях наблюдательных и пьезометрических скважинах, количество и расположение которых определяются в отдельном документе.

5.1.4.4.6. При определении количества и местоположения наблюдательных и пьезометрических скважин следует максимально использовать пробуренные на месторождениях разведочные скважины.

5.1.4.4.7. По наблюдательным и пьезометрическим скважинам измерения следует производить не реже одного раза в 2 месяца.

5.1.4.4.8. Для залежей с большим этапом газоносности, а также для залежей со сложным строением, необходимо иметь данные о распределении давлений не только по площади залежи, но и по вертикали продуктивного горизонта.

5.1.4.4.9. Два раза в год выполняются исследования каждой скважины по определению содержания конденсата при рабочих условиях, в том числе и при низкотемпературной сепарации, определяется содержание сырого и стабильного конденсатов. На основе этих исследований должна быть графически выражена зависимость пластовое давление – содержание конденсата.

5.1.4.4.10. С той же периодичностью должны определяться основные физико-химические свойства стабильного конденсата для получения графической зависимости: пластовое давление – удельный и молекулярный вес конденсата.

5.1.4.4.11. Организация, осуществляющая надзор за промышленной разработкой, должна проводить постоянный контроль разработки, сравнивать полученные фактические результаты с проектными и вносить соответствующие коррективы в планы контроля за промышленной разработкой.

5.1.4.5. Исследования по определению профиля притока, состава притока, источника обводнения пластов, вскрытых перфорацией.

5.1.4.5.1. В добывающих скважинах с целью определения профиля притока, дифференциальных дебитов выполняется механическая расходометрия (РГД) в различных режимах протяжки (непрерывном, поточенном).

5.1.4.5.2. Для выявления интервалов притока и перетоков выполняется комплекс методов:

1) высокочувствительная термометрия (ВТ);
2) термокондуктивный индикатор притока/ термоанемометрия (СТИ);
3) механическая расходометрия (РГД);
4) барометрия/манометрия (МН);
5) акустическая шумометрия (ШУМ).

5.1.4.5.3. Изучение состава флюида, поступающего в скважину, выполняется методами:

1) влагометрия/диэлькометрия (ВГД);
2) индукционная резистивиметрия (РИС);
3) гамма-гамма плотнометрия (ГГК-П);
4) расчетная плотность из манометрии.

5.1.4.5.4. Для увязки проведенных исследований между собой и привязки их к разрезу скважины, исследования в пунктах 7.5.2 и 7.5.3. при каждом спуско-подъеме дополняются замерами ГК и ЛМ.

5.1.4.5.5. Исследования по определению профиля притока фонтанных, газлифтных, оборудованных ЭЦН, ШГН и УЭВН добывающих скважин, описанным выше обязательным комплексом методов ГИС-к, выполняются в скважинах, подготовленных для производства измерений в соответствии с требованиями Правил геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах. Москва, 1999 г.

5.1.4.5.6. Скважины фонтанные, газлифтные, оборудованные ЭЦН, ШГН и УЭВН, на начальной стадии разработки месторождения исследуются с периодичностью 1 раз в год, с 50% охватом. На стадии достаточной изученности месторождения – один раз в 2 года, охватом 3-5% фонда указанной категории скважин.

5.1.4.5.7. Разовые исследования должны выполняться по всем новым скважинам, а также до и после ремонтов и ГТМ, связанных с воздействием на призабойную зону, при смене режима эксплуатации скважины или смены оборудования. Целесообразно данный вид исследований проводить единовременно с исследованиями МУО и восстановления давления.

5.1.4.6. Исследования по определению профиля поглощения/ приемистости

5.1.4.6.1. Для оценки профиля поглощения, величины приемистости скважины и дифференциальных расходов нагнетаемого агента используется механическая расходометрия (РГД). Исследования выполняются в различных режимах протяжки прибора (непрерывном, поточенном и с разными скоростями).

5.1.4.6.2. Для выявления интервалов поглощения и перетоков выполняется комплекс методов: ВТ в различных режимах состояния скважины (при закачке жидкости контрастной, по сравнению с пластовой, температуры, в остановленной скважине); МН; СТИ; акустическая шумометрия. Для увязки проведенных исследований между собой и привязки их к разрезу скважины, исследования при каждом спуско-подъеме дополняются замерами ГК и ЛМ.

5.1.4.6.3. Обязательный комплекс методов ГИС-к по определению профиля поглощения проводится по всем новым нагнетательным скважинам, а также в скважинах, подготовленных для производства измерений не реже 1 раза в год, а также до и после проведения ремонтов и ГТМ, связанных с воздействием на призабойную зону (Форме KMG-F-3942.1-44/RG-2702.2-44).

5.1.4.6.4. ГИС-к по определению профиля поглощения необходимо проводить одновременно с гидродинамическими исследованиями методами МУО и восстановления давления.

5.1.4.6.5. По данным исследований скважин (в статическом и динамических режимах) с целью определения профиля притока/приемистости одновременно решаются задачи выбора оптимального режима работы технологического оборудования.

5.1.4.7. Контроль положения ГНК, ВНК, оценка изменения газо-нефтенасыщенности и обводнения пластов

5.1.4.7.1. Оценка текущей газо-нефтенасыщенности разрабатываемых продуктивных пластов-коллекторов, контроль положения ГНК, ВНК в обсаженных скважинах традиционно осуществляется различными модификациями нейтронных методов каротажа (НК) со стационарными (НГК, ННК) и импульсными источниками/генераторами нейтронов (ИНГК/ИННК).

5.1.4.7.2. Выполнение повторных измерений импульсными нейтронными методами (ИНК) и сравнение их с фоновыми замерами является наиболее эффективным способом определения изменения насыщенности коллекторов во времени. Такие изменения могут быть вызваны естественным расформированием зоны проникновения, обводнением пластов в ходе их выработки, целенаправленными технологическими операциями, включающими в себя закачку в породы растворов веществ с аномальными нейтронно-поглощающими свойствами.

5.1.4.7.3. При высокой минерализации пластовых вод используются интегральные модификации импульсного нейтронного каротажа ИНГК/ИННК. При низкой минерализации пластовых вод, методы ИНГК/ИННК становятся малоэффективными, поэтому дополнительно используется импульсный спектрометрический нейтронный гамма-каротаж (ИНГК-С) в модификации С/О.

5.1.4.7.4. Комплекс методов НК целесообразно дополнять исследованиями ГК-С, ЛМ и ВТ. Для исключения влияния заколонных перетоков рекомендуется проводить временные исследования текущего

состояния качества цементирования заколонного пространства (АКЦ) и технического состояния колонны.

5.1.4.7.5. При неизвестной минерализации закачиваемых вод оценка текущей газо-нефтенасыщенности пластов-коллекторов проводится по комплексу ядерно-физических методов (ИНГК/ИННК+ИНГК-С+ГК-С).

5.1.4.7.6. Исследования проводятся в действующих добывающих и нагнетательных, а также наблюдательных скважинах против пластов, не вскрытых перфорацией. В качестве контрольных скважин могут быть использованы добывающие и нагнетательные скважины, в которых изучаемые пласты не перфорированы.

5.1.4.7.7. Фоновые (разовые) исследования нейтронными методами проводятся в новых пробуренных скважинах, после расформирования зоны проникновения.

5.1.4.7.8. Как дополнительные методы для определения текущего насыщения пластов-коллекторов при условии, что задача не решается основными методами, могут применяться методы:

1) акустический волновой каротаж (АКВ);
2) каротаж сейсмоакустической эмиссии (КСАЭ) - применяется для восстановления проницаемости призабойной части пласта и оценки характера насыщения;
3) замеры удельного электрического сопротивления через эксплуатационную колонну (НЭК/ЭКОС/CHFR).

Целесообразность применения дополнительных методов устанавливается индивидуально для каждого месторождения или района работ на основании проведения специальных опытно-методических работ. Выполняются по взаимно согласованному плану между геофизической компанией и промыслово-геологической службой Недропользователя.

5.1.4.7.9. Значительно расширяет количество методов для определения текущей нефтенасыщенности, контроля выработки нефтяных залежей, выделения интервалов обводнения применение стеклопластиковых колонн в интервале продуктивного горизонта. В скважинах, оборудованных стеклопластиковыми обсадными трубами/хвостовиками (СПОТ) могут применяться:

1) высокочастотные методы электрометрии (ИК/ВИКИЗ);
2) волновой диэлектрический каротаж (ВДК);
3) низкочастотная акустика (АКВ).

Как дополнительный может применяться межскважинная волновая геоинтроскопия (РГВИ), которая выполняется с целью определения фронта замещения нефти водой в пластах-коллекторах по латерали.

Контроль за текущей нефтенасыщенностью объектов разработки через стеклопластиковую колонну может осуществляться в скважинах любой

категории: добывающие, нагнетательные (условия перфорированной колонны) и наблюдательные (условия неперфорированной колонны).

5.1.4.8. Исследования по оценке технического состояния скважин

5.1.4.8.1. Для изучения технического состояния обсадных колонн с помощью технологии закачки воды используется комплекс аналогичный тому, который применяется для определения профиля притока/приемистости, включающий ВТ, МН, ВЛГ, РИС, СТИ, РГД.

Помимо указанных методов применяются методы оценки степени износа обсадных колонн:

1) электромагнитная дефектоскопия и толщинометрия (ЭМДС);
2) магнитоимпульсная дефектоскопия (МИД);
3) трубная скважинная профилеметрия (ПТС).

5.1.4.8.2. Для оценки качества сцепления цементного камня с колонной и с породой, определения качества цементного кольца за колонной, определения наличия каналов и зазоров в цементном камне используются:

1) гамма-гамма дефектометрия и толщинометрия (СГДТ);
2) акустическая цементометрия интегральная (АКЦ);
3) секторная акустическая цементометрия (АКЦс)
4) ультразвуковое сканирование стенок обсадных колонн (АК-сканер).

5.1.4.8.3. Для определения пространственного положения ствола скважины в колонне применяется гироскопическая инклинометрия.

5.1.4.8.4. Места заколонного движения жидкости и газа могут быть выявлены комплексным использованием методов НК, ВТ, акустической шумометрии, АКЦ, специальными технологиями закачки жидкости с добавками короткоживущих радионуклидов или веществ-индикаторов.

5.1.4.8.5. Исследования с целью определения технического состояния колонн/ герметичности колонн (ОГК) проводятся комплексом методов ГИС в скважинах, специально оборудованных для производства измерений.

5.1.4.8.6. Нагнетательные скважины исследуются 1 раз в год (со 100% охватом всего фонда). В добывающих скважинах профилактические исследования (П) проводятся при необходимости, обусловленной сменой в режиме работы скважины (резкое обводнение продукции скважины и другие).

5.1.4.8.7. Исследования (разовые) с целью определения технического состояния колонн всех видов скважин проводятся до и после проведения ремонтов и ГТМ, связанных с воздействием на призабойную зону, при изменениях в режиме работы скважины.

5.1.4.9. Исследования в нестандартных условиях

5.1.4.9.1. Для решения задач, обусловленных необходимостью контроля технологий интенсификации притоков, или ограничения притока воды (ГРП,

ГОС, обработка ПЗП различными реагентами), установления мест прихвата НКТ, положения пакеров, а также в других нестандартных ситуациях исследования выполняются по специальным программам, согласованным между заказчиком и организацией, проводящей ГИРС.

5.1.4.9.2. При контроле за разработкой газовых и газоконденсатных месторождений комплексы ГИС определяются геолого-промысловыми характеристиками залежи, техническими и технологическими особенностями их эксплуатации, характера заполнения (газовый, жидкостной, газо-жидкостной) ствола скважины.

5.1.4.9.3. Акустические методы (АКЦ, АКВ, АКШ, САТ) выполняются только в жидкой среде.

5.1.4.9.4. Механическая расходометрия (РГД) выполняется только в чисто газовой или чисто жидкой среде. При исследованиях газовых скважин должны применяться РГД специальных конструкций, рассчитанных для высокоскоростных потоков газа.

5.1.4.9.5. Результаты нейтронных методов каротажа (НГК, ННК, ИННК, ИНГК, ИНК-С/О) при смешанном (газоводяном, газонефтяном) заполнении ствола могут использоваться только на качественном уровне.

5.1.4.9.6. При выполнении каждого вида исследований комплекса ГИС-к, для привязки методов ГИС к геологическому разрезу скважины и муфтам колонны, должны выполняться исследования ГК и ЛМ. В случаях сильного искажения кривой ГК аномалиями радиогеохимического эффекта (РГЭ) для привязки могут быть применены методы ННК, НГК.

5.1.5. Общие положения проведения ПГИ

5.1.5.1. Качество и объем промыслово-геофизических исследований скважин в комплексе с гидродинамическими и геохимическими исследованиями должны обеспечить получение максимально достоверной информации о геолого-физических, продуктивных характеристиках нефтяных и нефтегазовых залежей и пластов, необходимой для проектирования, контроля и регулирования процессов разработки.

5.1.5.2. Проведение комплекса промыслово-геофизических исследований осуществляется с соблюдением положений всех нормативных документов [Раздел 10].

5.1.5.3. Обязательный комплекс ПГИ по контролю за разработкой нефтяных и газовых месторождений, охват скважин исследованиями, их периодичность, обеспечивающие системность наблюдений, определяется с учетом геолого-технических условий конкретных объектов разработки, в специальных разделах технологических схем и проектов разработки месторождений. Рекомендуемый комплекс ГИС и периодичность исследований

приведены в Формах KMG-F-3941.1-44/RG-2702.2-44 и KMG-F-3942.1-44/RG-2702.2-44.

5.1.5.4. Выбор скважин для ПГИ осуществляется с учетом особенностей распределения коллекторов и типов разрезов, расположения нагнетательных скважин, доступности скважин для исследований (так как для исследования глубинными приборами доступны в основном фонтанные и газлифтные скважины, а скважины с ЭЦН, ШГН и УЭВН требуют специальной компоновки глубинного оборудования).

5.1.5.5. В горизонтальных и наклонно - направленных скважинах (угол отклонения более 56 градусов) стандартный комплекс ПГИ малоэффективен и требует привлечения специальных технических и технологических средств. Одним из путей решения является применение специальной скважинной аппаратуры с распределенными датчиками, обеспечивающими сканирование физических полей в потоке флюида по сечению ствола скважины.

5.1.5.6. Калибровка механических расходомеров по скорости потока (расходу) в горизонтальных и наклонно-направленных скважинах проводится по вертикальным секциям. Интервал не менее 50 м.

5.1.6. Порядок выполнения ПГИ

5.1.6.1. Перед началом выполнения ПГИ сервисная компания должна получить от заказчика надлежащим образом оформленную заявку на исследования скважины с указанием всей необходимой для подготовки к исследованиям информации (объект, его состояние и краткая характеристика, задачи ПГИ и т.п.). Заявка на ПГИ входит в пакет обязательных документов, необходимых для документирования по каждому из исследований. При невыполнении каких-либо видов исследований дополнительно должны быть приложены акты, устанавливающие причину невыполнения.

5.1.6.2. Регистрация данных осуществляется под контролем представителя геологической службы Заказчика, обладающего всеми полномочиями по решению всех текущих вопросов, возникающих между Подрядчиком и Заказчиком в отношении выполнения данных работ, и указания которого Подрядчик исполняет неукоснительно.

5.1.6.3. Все промыслово-геофизические исследования должны обеспечиваться сертифицированным оборудованием, геофизическим кабелем, глубинной и наземной аппаратурой, технические характеристики которых удовлетворяют геолого-техническим условиям в скважинах.

5.1.6.4. При проведении ПГИ в условиях состояния скважины под давлением в комплект скважинного оборудования входят лубрикатор (испытанный под соответствующим давлением), монтаж и работа которого обеспечивается Подрядчиком с предоставлением ему при необходимости специального грузоподъемного агрегата, мерной емкости для фонтанирующих

скважин.

5.1.6.5. Комплекс ПГИ выполняется только после подготовки территории и ствола скважины, что должно быть задокументировано двусторонним актом представителями Заказчика и Подрядчика. Соответствующие требования по подготовке скважин и порядок их проверки к готовности изложены в перечисленных в разделе 10 нормативных документах: Правила ГИРС-99, РД 153-39.0-072-01.

5.1.6.6. Все виды работ по контролю за разработкой выполняются в соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», утвержденными Приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30.12.2014г. №355. (раздел 10)

5.1.7. Требования к результатам ПГИ

5.1.7.1. Сервисная компания, производящая измерения, обязана выполнить первичную обработку материалов (увязка по глубине, редактирование и т.п.), что необходимо для проведения дальнейшей интерпретации. При этом первичная не редактированная информация так же должна передаваться Заказчику.

5.1.7.2. Сервисная компания обязана предоставить сопроводительную информацию к исходным las-файлам такую как: скорость записи, направление записи, начало и конец каждой записи и т.д. как для основных, так и для контрольных замеров оформленные в виде файла-протокола или журнала исследований (Форма KMG-F-3944.1-44/RG-2702.2-44)

5.1.7.3. Все виды каротажных кривых регистрируются в цифровом виде с шагом дискретизации (шагом квантования) не более 0,1 м.

5.1.7.4. Скорость измерений должна соответствовать технологической карточке проведения исследований и соответствовать рекомендованной в паспорте прибора. При этом скорость спуска прибора в скважину не должна превышать 2500м/ч, скорость подъема - не более 2000м/ч.

5.1.7.5. Кривая скорости движения геофизического прибора должна включаться в передаваемые Заказчику las-файлы.

5.1.7.6. Контроль качества измерений также осуществляется путем повторных измерений. Интервал для повторных измерений должен быть не менее 50м.

5.1.7.7. Компьютерные программы регистрации должны обеспечивать метрологический контроль качества в ходе регистрации.

5.1.7.8. Подрядная геофизическая компания для производства работ должна иметь:

1) лицензии и разрешения на осуществление соответствующих видов деятельности, включая лицензию на обращение с радиоактивными веществами, приборами и установками, содержащими и генерирующими

ионизирующее излучение и лицензию на применение и перевозку взрывчатых веществ;

2) службу и систему контроля качества работ;

3) метрологическую службу с участком для поверки, эталонировки, калибровки, испытаний, оценки работоспособности геофизических приборов и аппаратуры, для проведения периодических испытаний аппаратуры и оборудования, предусмотренных эксплуатационной документацией и действующими нормативными документами:

4) цех по ремонту скважинных приборов, аппаратуры и оборудования;

5) склад для хранения радиоактивных источников;

6) склад для хранения взрывчатых материалов;

7) техническую и эксплуатационную документацию;

8) не просроченные даты последней метрологической проверки и калибровки;

9) установки для промера кабеля; необходимо обязательное наличие магнитных меток при проведении всех каротажей на кабеле;

10) обученный и аттестованный персонал.

5.1.8. Требования к аппаратуре и оборудованию

5.1.8.1. Исследования проводят с помощью геофизической аппаратуры, оборудования и материалов, допущенных к применению в установленном порядке и соответствующих требованиям действующих нормативных документов.

5.1.8.2. Приборы, используемые при производстве ГИС, должны быть цифровыми, комплексными, т.е. предусматривающими одновременную регистрацию всех основных кривых комплекса исследований (ГК, ЛМ, ВТ, МН, РИС, ВЛГ, СТИ, РГД), иметь сертификаты соответствия, паспорт, руководство по эксплуатации, разрешение на применение, свидетельство об утверждении типа средств измерений.

5.1.8.3. Ресурс выработки прибора при конкретных условиях в скважине (температура, давление, наличие химических реагентов) не должен превышать заявленный в паспорте. Устаревшая аналоговая аппаратура к производству ГИС не допускается.

5.1.8.4. Приборы, используемые при производстве ГИС, должны соответствовать по эксплуатационным характеристикам максимальным давлениям и температуре в интервале исследований.

5.1.8.5. К проведению ГИС допускаются только приборы, прошедшие периодическую калибровку в сроки, соответствующие межкалибровочному периоду, оговоренному в паспорте прибора.

5.1.8.6. Применяемая при производстве ПГИ аппаратура, должна быть как в кабельном, так и в автономном вариантах.

5.1.8.7. Подрядная организация, выполняющая ГИС, должна иметь эксплуатационную документацию на применяемую аппаратуру, оборудование и технологии и руководствоваться ею. В случае внесения каких-либо изменений в конструкцию аппаратуры и оборудования они должны быть согласованы с организацией-разработчиком и отражены в эксплуатационной документации.

5.1.9. Требования к выдаче результатов исследований

5.1.9.1. Первичные (полевые) данные и результаты исследований методами ГИС-к передаются Заказчику по согласованию сторон нижеуказанными способами:

1) после окончания каротажа с использованием любых доступных цифровых каналов связи. Первичные материалы без интерпретации передаются в форматах LAS/LIS/DLIS с шагом квантования не более 0,1м.;

2) на электронных носителях в форматах LAS/LIS/DLIS совместно с заключением по результатам исследований в формате Word, Excel, PDF;

3) в виде твердых копий заключений, таблиц интерпретации и планшетов диаграмм в форматах точечных рисунков (jpeg, png и др.) или pdf. Изображение на планшетах должно быть четким и читабельным. Плохо читаемые планшеты с отсутствием сеток глубин и горизонтальных масштабов с нечитаемыми заголовками кривых и плохо различимыми кривыми к приемке не допускаются.

5.1.9.2. К первичным полевым материалам относятся:

1) непрерывные кривые всех зарегистрированных методов для каждого спуско-подъема прибора с увязанными электронными и магнитными метками, привязанные к точкам записи (основной и повторный замеры) в LAS форматах;

2) спектры радиоактивных методов ГК-С, ИНГК/ИННК, ИНГК-С в LIS/DLIS форматах;

3) фазо-корреляционные замеры акустической цементометрии (ФКД) в виде волновых пакетов и результатов обработки ФКД в виде непрерывных кривых в LIS/DLIS форматах;

4) полевые калибровки до и после исследований;

5) журнал исследований или файл-протокол содержащий информацию по проведенному каротажу: номер спуско-подъемной операции, наименование и номера приборов и сборки, время начала и завершения каждого замера, условия проведения каждого замера.

5.1.9.3. Заключение по комплексу промыслово - геофизических исследований по контролю за разработкой должно содержать:

1) цель исследований;

2) сведения по условиям проведения измерений включающие следующую информацию:

- категория скважины, способ эксплуатации, диаметр штуцера, глубина

установки цементного моста;

- условия проведения ГИС-к (через НКТ, через межтрубье, в эксплуатационной колонне и др.);
- данные о параметрах эксплуатационной колонны (глубина спуска/диаметр, высота подъема цемента, интервалы перфорации);
- данные о спуске НКТ и насосного оборудования;
- сведения о дебите, обводненности, газовом факторе, плотности нефти;

3) сведения о проведенных исследованиях с указанием режима в котором проводились исследования, интервалах исследований и применяемой аппаратуре;

4) сведения об осложнениях и аварийных ситуациях в процессе проведения исследований, которые могли оказать влияние на качество измерений;

5) сведения о качестве первичных исследований;

6) результаты исследований с заключением о техническом состоянии эксплуатационной колонны, цементного моста, состоянии оборудования, наличии РГХА, наличии/отсутствии заколонных перетоков, результаты замеров температуры и давления на разных режимах, результаты по определению профилей притока/приемистости, состава притока, источников обводнения;

7) результаты по определению текущей насыщенности пластов-коллекторов с подробным описанием методики интерпретации, с указанием априорных значений сечений захвата или времени жизни тепловых нейтронов для пород и флюидов и других констант, использованных при интерпретации.

8) выводы и рекомендации по результатам исследований.

5.1.9.4. К заключению должны быть приложены:

1) планшеты методов ГИС в интервале детальных исследований в масштабе глубин 1:200;

2) планшеты исследований по всему стволу скважины в масштабах глубин 1:500 или 1:1000 по согласованию с Заказчиком в зависимости от интервала исследований;

3) таблицы результатов интерпретации данных ГИС по определению текущего насыщения, таблицы результатов по определению профилей притока/приемистости, данные по количественному определению дебита по замерам РГД на скоростях в зависимости от цели исследований;

4) таблицы с описанием и техническими характеристиками используемого оборудования;

5) таблицы мнемоник кривых, присутствующих на планшетах, в таблицах интерпретации, передаваемых LAS/LIS/DLIS–файлах;

6) эталонировочные данные;

5.1.9.5. Шаблоны заключений по разным видам исследований с планшетами и таблицами приведены в Форме KMG-F-3945.1-44/RG-2702.2-44.

5.1.9.6. Сроки предоставления результатов исследований и количество выдаваемых комплектов диаграмм и заключений выполняется по

согласованию с Заказчиком и оговаривается в Техническом задании на проведение исследований (Форма KMG-F-3946.1-44/RG-2702.2-44).

5.2. Основные технологические схемы проведения обязательного комплекса ГИС по контролю за разработкой

5.2.1.1. Исследования основаны на регистрации физических полей, определяемых наличием и структурой потоков флюида в стволе скважины и околоскважинном пространстве. Измерения проводятся при установившихся (длительное время эксплуатирующиеся скважины), неустановившихся (скважины с изменением режима отбора) и переходных термогидродинамических полях. Неустановившиеся режимы возникают после пуска или остановки скважины. Сочетание кратковременного пуска и последующей остановки приводит к возникновению переходных полей.

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

5.2.1.3. Для решения задач определения профилей притока/приемистости и источников обводнения используется комплекс разнорежимных исследований: в остановленной и работающей скважинах, а также в процессе вызова притока.

5.2.1.4. Попутно с задачами по определению профиля притока/ приемистости и источников обводнения могут проводиться исследования технического состояния эксплуатационных колонн и определение гидродинамических параметров пластов.

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

Рекомендуемые комплексы и периодичность исследований приведены в Формах KMG-F-3941.1-44/RG-2702.2-44 и KMG-F-3942.1-44/RG-2702.2-44 к настоящему Регламенту. Примеры составления технологических карточек проведения ПГИ в Форме KMG-F-3943.1-44/RG-2702.2-44

5.2.1.6. Решение поставленных задач по мониторингу процесса разработки осуществляется путем комплексной интерпретации результатов исследований всех методов с помощью современных методических и технических средств и промысловых данных.

5.2.1.7. При составлении программы исследований в конкретной скважине в зависимости от цели исследования и с учетом ожидаемых во время исследования в скважине условий, должны оптимальным образом

комбинироваться методы и технологии с учетом информации предшествующих исследований и исследований соседних скважин.

5.2.1.8. В случае дальнейшего внедрения Недропользователем принципиально новых, более эффективных систем промыслового и геофизического мониторинга, стандартные требования по комплексам исследований и их периодичности должны быть пересмотрены в рамках подготовки новых редакций настоящего регламента.

5.2.1.9. Исследования проводятся в соответствии с планами работ и разовыми заявками, утвержденными геологической службой Заказчика. На основе планов работ составляется «Заявка на проведение исследований», где четко формулируется цель проведения исследований и конкретные задачи, которые должны быть решены в результате выполнения работ. Заявка включает в себя следующую информацию:

- номера скважин, где должны проводится работы;
- информация по скважинам: конструкция, глубина спуска насосно-компрессорного оборудования, текущий забой, интервалы перфорации и другие дополнительные сведения, необходимые при выполнении работ;
- режим работы скважины;
- условия проведения работ.

5.2.1.10. Перед выездом на скважину для проведения исследований начальник партии/отряда должен ознакомиться с геофизическими и промысловыми материалами по исследуемой скважине (с копиями диаграмм стандартного каротажа, гамма-каротажа и выборочными материалами предыдущих исследований) для проведения анализа результатов предыдущих исследований с целью выбора методики исследований и своевременной её корректировки, а также для предупреждения аварийных ситуаций.

5.2.1.11. Подготовительные работы перед проведением ПГИ осуществляют на базе геофизического предприятия. Подготовительная работа включает в себя:

- получение заявки на проведение исследований;
- ознакомление с геолого-геофизическими материалами;
- получение скважинных приборов, расходных деталей, источников радиоактивных излучений и проверка их комплектности и готовности;
- запись файлов первичных, периодических и полевых калибровок в базу данных каротажного регистратора.

5.2.1.12.По прибытию на скважину персонал каротажной партии (отряда) выполняет следующие подготовительные операции:

- проверяет готовность скважины к исследованиям и подписывает акт о готовности скважины к проведению исследований (Форме KMG-F-3947.1-44/RG-2702.2-44);
- проверяет правильность задания, указанного в акт-наряде. При необходимости уточняет его с представителем Заказчика;

- устанавливает каротажный подъемник в 25-40 м от устья скважины так, чтобы ось лебедки была горизонтальной и перпендикулярной направлению на устье скважины; затормаживает и надежно закрепляет подъемник, подкладывая клинья под его колеса; крепит датчики натяжения и глубины на выносной консоли (в зависимости от конструкции подъемника);
- устанавливает лабораторию в 5-10 м от подъемника таким образом, чтобы из ее окон и двери просматривались подъемник и устье скважины;
- заземляет лабораторию и подъемник с помощью отдельных заземлений (сопротивление заземления лаборатории, подъемника и контура буровой должно быть не более 4 Ом);
- выполняет внешние соединения лаборатории и подъемника между собой силовым и информационными кабелями,
- подключает станцию к сети переменного тока, действующей на скважине, а при ее отсутствии — к генератору автономной силовой установки, перевозимой подъемником;
- сматывает с барабана лебедки вручную или с помощью привода лебедки, установив задний ход в коробке передач автомобиля, первые витки геофизического кабеля так, чтобы выпущенного конца кабеля хватило для подключения к кабельному наконечнику приборов, уложенных на мостках или на полу перед скважиной;
- заводит кабель в направляющий и подвесной ролики (блок-баланс) и устанавливает последние на свои штатные места;
- крепит направляющий ролик (блок) на специальном узле крепления, который постоянно закрещен на основании буровой на расстоянии не более 2 м от ротора таким образом, чтобы средняя плоскость его ролика визуально проходила через середину барабана лебедки каротажного подъемника;
- устанавливает на направляющем ролике (блоке) датчик глубины, если он не установлен на консоли подъемника. Узел крепления направляющего ролика (блока) должен быть испытан на нагрузку, в 3 раза превышающую номинальное разрывное усилие кабеля;
- подвешивает подвесной блок и датчик натяжения, если он не установлен на консоли подъемника, к крюку установки КРС на высоте не менее 10-12 м. Узел крепления подвесного блока должен быть испытан на нагрузку, превышающую номинальное разрывное усилие кабеля в 4 раза;
- подсоединяет к кабельному наконечнику первый скважинный прибор (сборку приборов, шаблон), проверяет его работоспособность на мостках, опускает прибор в скважину. Подъем прибора над скважиной и спуск в устье скважины производят с помощью каротажного подъемника,
- устанавливает на счетчиках регистратора и панели контроля каротажа в подъемнике нулевые показания глубин с учетом расстояния от точки отсчета глубин (планшайбы эксплуатационной скважины) до скважинного прибора.

5.2.1.13. После всех подготовительных операций проведение

дальнейших технологических работ и промыслово-геофизических исследований в скважине предусматривает последовательное выполнение задания в соответствии с полученным наряд-заказом, обеспечивающих получение первичных данных об объекте исследований, которые пригодны для решения геологических, технических и технологических задач на количественном и/или качественном уровнях, и включает в себя:

- выбор скважинного прибора или состава комбинированной сборки приборов (модулей);
- тестирование наземных средств и приборов;
- формирование описания объекта исследований;
- полевые калибровки скважинных приборов перед исследованиями,
- проведение спускоподъемных операций для регистрации первичных данных;
- полевые калибровки приборов после проведения исследований.

5.2.1.14. Выполнение всех операций фиксируется файлом-протоколом (журнал исследований), который формируется регистратором компьютеризированной каротажной лаборатории без вмешательства оператора и содержит данные по текущему каротажу: номер спуско-подъемной операции, наименование и номера приборов и сборки, время начала и завершения каждого замера.

5.2.1.15. Контроль за оперативной передачей первичной информации и результатов интерпретации проведенных исследований осуществляет представитель геологической службы Заказчика.

5.2.2. Исследования в остановленных и простаивающих скважинах

5.2.2.1. Исследования проводятся в контрольных, пьезометрических и других категориях добывающих и нагнетательных скважин, из которых извлечено технологическое оборудование.

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

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

5.2.2.4. В остановленной перфорированной скважине, когда пластовое давление ниже гидростатического и при отсутствии угрозы выброса, ствол рекомендуется заполнять нефтью. В остальных случаях в качестве продавочной жидкости используют соленую воду с минимальной плотностью,

обеспечивающую надежную задавку скважины при наименьшем проникновении воды в перфорированные пласты.

5.2.2.5. Технология глушения скважин и выбор вида продавочной жидкости должны определяться целевым назначением исследований с учетом факторов, определяющих глубину проникновения фильтрата продавочной жидкости в колонне и проводиться по типовым или индивидуальным проектам, согласованным между Заказчиком и Подрядчиком.

5.2.2.6. При выполнении обязательных методов ГИС-к (ГК, ЛМ, ВТ, МН) замеры осуществляются по всему стволу скважины на спуске и подъеме. Время простаивания скважины перед проведением ГИС должно быть не менее 12 часов.

5.2.3. Исследование действующих фонтанирующих скважин

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

5.2.3.2. При исследовании действующих фонтанирующих скважин над фонтанной арматурой должна быть оборудована рабочая площадка и подготовлено технологическое и вспомогательное оборудование в соответствии с требованиями «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр».

5.2.3.3. При исследовании действующих скважин с повышенным давлением на устье применяется специальное устьевое оборудование, состоящее из трубы лубрикатора, и двух роликов - верхнего и нижнего. Лубрикатор служит для обеспечения спуска приборов на кабеле или проволоке без разгерметизации устья скважины.

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

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

5.2.3.6. При проведении ГИС по определению профиля притока в скважине, работающей в режиме фонтанирования со стабильным расходом, последовательно проводят: серию замеров комплексным прибором (ГК, ЛМ, ВТ, МН, РИС, СТИ, РГД) на установившемся режиме при различных депрессиях и непосредственно после остановки скважины для регистрации КВД; регистрацию на фиксированных глубинах давления и температуры после остановки скважины для регистрации КВД; серию замеров после пуска или изменения дебита, запись на фиксированных глубинах во времени кривых стабилизации давления и температуры. Для количественного определения расхода проводят измерения методом РГД на 5-и скоростях. При необходимости проводят точечные замеры РГД в интервале перфорации.

5.2.4. Исследования добывающих скважин, эксплуатирующихся штанговыми глубинными насосами

5.2.4.1. Спуск приборов в скважину, оборудованную штанговым насосом, осуществляется по серповидному зазору между колонной лифтовых труб и обсадной колонной (межтрубное пространство) через отверстие в планшайбе. Для прижатия НКТ к обсадной колонне и максимального увеличения зазора между ними служит эксцентрическая план-шайба, которая устанавливается на устье скважины так, чтобы начальный азимут искривления скважины совпадал с азимутом оси симметрии планшайбы. При установке планшайбы необходимо обеспечить удобный подход к скважине и возможность крепления геофизического оборудования.

5.2.4.2. Оптимальный диаметр приборов выбирается в зависимости от типа планшайбы и соотношения диаметров обсадной колонны и НКТ.

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

5.2.4.4. В связи с тем, что муфты НКТ образуют выступы на пути движения прибора в межтрубном пространстве, спуск - подъем прибора следует производить плавно без рывков со скоростью 1500-2000 м/ч. Несоблюдение этой рекомендации может привести в результате ударов к отказу прибора, а в отдельных случаях - к его обрыву. Особенно важно строго соблюдать ограничения скорости подъема и спуска при применении малогабаритных приборов (диаметр 25 мм), так как высота выступов муфт над поверхностью трубы близка к половине диаметра прибора и удар прибора о выступ оказывается почти лобовым.

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

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

5.2.4.7. Давление измеряется при установившемся технологическом режиме работы скважины.

5.2.4.8. При проведении ГИС проводят серию замеров комплексным прибором (ГК, ЛМ, ВТ, МН, РИС, СТИ, РГД) на спуске и подъеме в интервале от забоя до воронки НКТ при работающем и при отключенном насосе, не менее 3-х замеров на каждом режиме.

5.2.5. Исследования добывающих скважин, эксплуатирующихся электроцентробежными насосами

5.2.5.1. При выполнении работ с целью определении положения уровней жидкости в межтрубном пространстве или герметичности НКТ у приема насоса, прибор опускается в НКТ, и исследования проводятся по

аналогии с фонтанными скважинами.

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

5.2.5.3. Геофизическая партия выполняет спуск и подъем геофизического прибора одновременно с колонной НКТ и ЭЦН совместно с бригадой подземного или капитального ремонта согласно плану работ, составленному технической службой Подрядчика по согласованию с технической службой Заказчика.

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

5.2.5.5. После завершения исследований производится подъем ЭЦН и скважинного прибора.

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

5.2.5.7. Спуск аппаратуры ГИС на кабеле или гибкой колонне обеспечивается наличием переходников с седлом и запорными элементами различного диаметра. При выключенном насосе, перед исследованиями с седла снимают клапан и через него спускают геофизический прибор на кабеле с запорным элементом, который, садясь в седло, герметизирует выход кабеля из НКТ в ствол. Аналогичным образом поступают и при использовании гибких труб в качестве носителя аппаратуры. Установка позволяет проводить исследования и при работающем насосе ЭЦН.

5.2.5.8. Методы ГИС-к выполняют аналогично п.9.4.8.

5.2.6. Исследование скважин при освоении свабированием

5.2.6.1. Свабирование – способ освоения скважин методом снижения уровня жидкости. При свабировании уровень жидкости в скважине понижается с помощью поршня (сваба) с одной или несколькими манжетами, работающими по принципу обратного клапана. Периодическим спуском и подъемом сваба постепенно достигается необходимое для вызова притока гидростатическое давление на забой. Уровень жидкости в скважине при свабировании снижается постепенно в течение сравнительно длительного

времени, что способствует плавному запуску скважины. При этом снижается вероятность проникновения промывочных жидкостей в продуктивные пласты.

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

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

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

1) шаблонирование и спуск НКТ;

2) трубы НКТ должны иметь постоянный внутренний диаметр;

3) в НКТ на 600м ниже планируемого уровня снижения жидкости должна быть установлена безопасная муфта (стоп-кольцо), внутренний диаметр которой на 12 мм меньше внутреннего диаметра НКТ (фильтр или крестовина), исключающей падение в скважину сваба и грузов в случае обрыва каротажного кабеля;

4) обвязка емкости, предназначенной для сбора откачиваемой жидкости, и тройника-переходника должны быть выполнены из труб, диаметром 60 мм с быстроразъемными резьбовыми соединениями;

5) низ НКТ оборудуют воронкой для прохождения приборов;

6) при освоении отдельно стоящих скважин фонтанная арматура должна быть оборудована линией, соединяющей затрубное пространство с емкостью для сбора жидкости;

5.2.6.5. Спуск сваба осуществляется только при установленном на устье скважины лубрикаторе.

5.2.6.6. Натяжной нижний ролик крепят к фланцу устьевой арматуры, подвесной – за крюк талевого блока.

5.2.6.7. Специальный бронированный кабель заводят от подъемника под натяжным роликом, через навесной ролик и сальник лубрикатора.

5.2.6.8. Для крепления лубрикатора последовательно устанавливают на центральную задвижку тройник – переходник (тройник – разрядник), обеспечивающий прохождение сваба и кабеля в вертикальной плоскости и имеющий в горизонтальной плоскости отвод для излива отбираемой жидкости, переходную планшайбу («катушку») и превентор лубрикатора.

5.2.6.9. Подготовленный сваб или манометр с якорем подсоединяют к специальному бронированному кабелю и заводят в приемную камеру лубрикатора. В положении, когда вся сборка находится в лубрикаторе, устанавливают три контрольные магнитные метки с интервалом в 1 м на каротажном кабеле у барабана лебедки.

5.2.6.10. Закрывают центральную задвижку, подсоединяют линию обвязки к тройнику – переходнику, закрывают задвижку на выход и проверяют герметичность лубрикатора, повышая постепенно давление жидкости.

5.2.6.11. При подсоединенном свабе устанавливают на «ноль» счетчик глубин. Его установку проверяют через каждые два цикла свабирования (один цикл – 5-6 спуско-подъемов сваба).

5.2.6.12. При открытых центральной задвижке и задвижке тройника – переходника опускают сваб в скважину без перепусков кабеля до подхода контрольных меток к лубрикатору, в этом положении устанавливают 2 метки с интервалом 1 м у барабана лебедки и продолжают спуск до положения, когда две метки подойдут к лубрикатору. Устанавливают контрольную метку у барабана лебедки. Скорость спуска не должна превышать 3000 м/час в воздухе и 500 м/час в жидкости.

5.2.6.13. Глубина погружения сваба в жидкость не должна превышать 300 м в воде и 450 м в нефти.

5.2.6.14. Подъем сваба выполняется без остановок на максимально возможной скорости, которую обеспечивает двигатель подъемника. Рекомендуемая скорость – не менее 3500 м/час. С глубины 100 м до устья скважины скорость ограничивают до 1000 м/час.

5.2.6.15. При проведении ГИС проводят серию замеров комплексным прибором (ГК, ЛМ, ВТ, МН, РИС, СТИ, РГД) на спуске и подъеме в интервале от забоя до воронки НКТ в режиме притока, не менее 3-х замеров.

5.2.7. Исследования при освоении азотным компрессором

5.2.7.1. Технология вызова притока нефти и газа из пласта с использованием передвижных азотных установок заключается в том, что газообразный азот нагнетается в скважину (в затрубное или трубное пространство). Проходя через пусковые муфты азот аэрирует и вытесняет жидкость, находящуюся в скважине (в трубном или в затрубном пространстве). При этом происходит постепенное понижение плотности жидкости, которая находится в скважине, достигается понижение забойного давления, что ведет за собой выполнение условия притока из пласта жидкости: Рзаб меньше Рпл.

5.2.7.2. Мероприятия по освоению скважин азотом проводятся после завершения бурения/реконструкции скважин или при вторичном вскрытии и ремонте, когда скважина и призабойная зона пласта заполнены жидкостью глушения и другими жидкостями, применявшимися при бурении/реконструкции скважин и ремонте и препятствующими движению пластового флюида в скважину.

5.2.7.3. При проведении ГИС выполняют исследования по схеме:

1) Регистрация фоновых значений методами ГК, ЛМ, ВТ, МН, ВЛГ, РИС от устья до забоя со скоростью не более 1200м/ч.

2) Фоновые замеры (ГК, ЛМ, ВТ, МН, ВЛГ, РИС) в интервале от забоя до воронки НКТ на спуске и подъеме со скоростью не более 400 м/ч.

3) Замер МН на точке, подключение компрессора, начало компрессирования, контроль работы компрессора.

4) Измерения в режиме нагнетания (ГК, ЛМ, СТИ, ВТ, МН, ВЛГ, РИС) в интервале от забоя до воронки НКТ на спуске и подъеме со скоростью не более 400 м/ч не менее 2-х замеров.

5) Замер МН на точке, контроль срабатывания пусковой муфты.

6) Регистрация (ГК, ЛМ, РГД, СТИ, ВТ, МН, ВЛГ, РИС) в режиме притока в интервале от забоя до воронки НКТ на спуске и подъеме со скоростью 250-400м/ч не менее 2-х замеров.

7) Определение профиля притока с регистрацией РГД на скоростях.

8) Замер МН на точке до полного стравливания давления в межтрубном пространстве, остановка компрессора.

9) Регистрация (ГК, ЛМ, РГД, СТИ, ВТ, МН, ВЛГ, РИС) в режиме притока в интервале от забоя до воронки НКТ на спуске и подъеме со скоростью 250-400м/ч не менее 2-х замеров.

10) Замер МН на точке. Регистрация КВД или КВУ по согласованию с Заказчиком.

11) Порядок проведения исследований по согласованию с Заказчиком может быть изменен исходя из конкретных условий работы скважины.

5.2.8. Исследования при освоении скважин струйными насосами

5.2.8.1. Вызов притока при помощи струйных насосов обеспечивается путем снижения давления в подпакерной зоне до значений меньших гидростатического и поддерживается на протяжении запланированного времени. С помощью струйных насосов в скважине проводятся следующие технологические операции:

1) снижение забойного давления и вызов притока из пласта;

2) кислотные обработки в динамическом (пульсирующем) режиме;

3) воздействие на пласт знакопеременными (циклическими) перепадами давлений и гидроударами, ультразвуком или другими физическими полями;

4) геофизические исследования в режиме заданных значений депрессий;

5) гидродинамические исследования в установившемся и неустановившемся режимах;

6) перфорацию при депрессии на пласты малогабаритными перфораторами.

5.2.8.2. Оборудование состоит из самого насоса, герметизирующих узлов различных типов, лубрикатора, отводной линии, мерной емкости.

5.2.8.3. После спуска насоса в НКТ сбрасывается манометр, который крепится на герметизирующий узел, спускаемый в НКТ на седло насоса, отсекая подпакерное пространство. При работе струйного насоса поступающая из пласта жидкость по затрубью поступает в мерную емкость. Количество и скорость подаваемой в НКТ жидкости регулируется агрегатом ЦА -320.

Автономный манометр регистрирует забойное давление, давление на агрегате, количество поступившей жидкости регистрируется на поверхности. После поднятия манометра специальным устройством, производится обработка полученной информации.

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

5.2.9. Исследования нагнетательных скважин

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

5.2.9.2. Исследования нагнетательных скважин в зимнее время допустимо до температуры -15 ^{o}C. На время работы при минусовой температуре Заказчик обязан обеспечить обогрев устьевого оборудования, лубрикатора и кабеля, предоставив на время проведения исследований ППУ (передвижная парообразующая установка).

5.2.9.3. Присутствие ответственного представителя Заказчика обязательно в начале исследований до окончания первого спуска прибора в скважину и в конце исследований.

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

5.2.9.5. Нагнетательные скважины должны быть оборудованы центральной задвижкой, задвижками на водоводе и выкидной линии. Все задвижки должны быть исправны. На скважине с избыточным давлением должен быть установлен лубрикатор с манометром. Оборудование лубрикатором обеспечивает сервисная геофизическая компания.

5.2.9.6. При проведении ГИС в работающем режиме проводится как минимум 1 замер комплексным прибором (ГК, ЛМ, ВТ, МН, РИС, СТИ, РГД) на спуске от устья до забоя и серия замеров в режимах закачки и после отключения закачки, не менее двух замеров на каждом режиме.

5.2.10. Исследования скважин при паротепловом воздействии на пласт

5.2.10.1. В настоящее время достаточно широко применяется тепловой метод вытеснения нефти из неглубокозалегающих пластов (до 500-

700м) с помощью паротеплового воздействия. Пар, обладая высоким теплосодержанием, обеспечивает ускоренный темп ввода в пласт тепловой энергии и снижает тепловые потери во вмещающие породы.

5.2.10.2. Метод вытеснения углеводородов паром, использующийся на месторождениях нефти высокой вязкости (свыше 50—100 мПа*с) с неглубокозалегающими (до 700 м) продуктивными пластами большой мощности (свыше 10 м), обеспечивает нефтеотдачу пластов до 40—60 % и выше.

5.2.10.3. Прогрев паром скважины со временем приводит к снижению границы раздела пар - жидкость в стволе скважины за счет выпаривания воды из затрубья.

5.2.10.4. Контроль воздействия на пласт водяным паром в паронагнетательных скважинах осуществляется с помощью замеров термометрии, манометрии и механической расходометрии. В паронагнетательных скважинах с помощью этих методов определяют:

1) герметичность колонны;
2) интервалы приемистости пара и его распределения в них;
3) динамику изменения параметров теплоносителя на различных этапах проведения тепловой обработки скважин (расход, давление, температура, степень сухости пара в интервале перфорации и по стволу скважины) со временем и с темпом нагнетания;
4) количество тепла, внесенного в пласт, и тепловые потери от нагнетательных труб во вмещающие породы;

5.2.10.5. Исследования добывающих скважин при паротепловом воздействии на пласт проводят стандартным комплексом исследований, включающем расходометрию, термометрию, манометрию, влагометрию, резистивиметрию.

5.2.10.6. Интерпретацию результатов исследований в добывающих скважинах проводят по общепринятым стандартным методикам.

5.2.10.7. При исследовании паронагнетательных скважин, должна использоваться специальная малогабаритная аппаратура и каротажный кабель, обеспечивающие возможность бесперебойной работы в широком диапазоне температур (0-350°С).

5.2.10.8. Конструкции расходомеров для паронегнетательных скважин должны быть приспособлены к высоким скоростям потока и малочувствительны к турбулентности потока. Должны иметь предельное количество оборотов не менее 50000 об/мин.

5.2.10.9. При контроле за паротепловым воздействием на пласт для установления естественного теплового фона, исследования паронагнетательных скважин, определения интервалов интенсивных перетоков, мест нарушения эксплуатационных колонн и лифтовых труб достаточно применять термометры с разрешающей способностью 0,1—0,3 °С (обычная термометрия - ТМ), для

исследования добывающих скважин, находящихся в районе нагнетания пара, целесообразно использовать высокочувствительную термометрию (ВТ) с разрешающей способностью не менее 0,01 °С.

5.2.10.10. При проведении ГИС в работающем режиме в паронагнетательных скважинах проводится серия замеров комплексным прибором (ГК, ЛМ, ТМ, МН, РГД) в режимах нагнетания пара и через 1 час и 2 часа после отключения нагнетания, не менее двух замеров на спуске и подъеме на каждом режиме в интервале от устья до забоя. При необходимости, в случае изменения режима нагнетания, количество замеров спуск/подъем в режиме нагнетания может быть увеличено до 4-5.

5.2.10.11. При проведении ГИС в добывающих скважинах, расположенных в зоне паротеплового воздействия, проводится как минимум 1 замер комплексным прибором (ГК, ЛМ, ВТ, МН, РИС, СТИ, РГД) в остановленной скважине и серия замеров в режиме притока (не менее 3-х замеров) на спуске и подъеме, в интервале от устья до забоя.

6. ССЫЛКА НА ДОКУМЕНТЫ

Кодекс Республики Казахстан «О недрах и недропользовании».	от 27 декабря 2017 года № 125-VI -ЗРК
Утверждены приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239	«Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр».
Утверждены Приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30.12.2014г. №355	«Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности»
СОГЛАСОВАНЫ с Федеральным горным и промышленным надзором России 15 ноября 1999 года.	Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах.
РД 153-39.0-072-01	«Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах», Москва, 2002 г.
РД 153-39.0-109-01 утвержден и введен в действие с 01.03.2002 г. приказом Минэнерго России от 05.02.2002 г. №30.	Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических

	исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений.

7. СПИСОК ФОРМ

KMG-F-3941.1-44/RG-2702.2-44	Рекомендуемые комплексы промыслово-геофизических исследований по контролю за разработкой нефтяных месторождений.
KMG-F-3942.1-44/RG-2702.2-44	Периодичность промыслово-геофизических исследований по контролю за разработкой месторождений.
KMG-F-3943.1-44/RG-2702.2-44	Примеры технологических карточек проведения ГИС-контроля.
KMG-F-3944.1-44/RG-2702.2-44	Журнал проведения исследований.
KMG-F-3945.1-44/RG-2702.2-44	Форматы оперативных заключений.
KMG-F-3946.1-44/RG-2702.2-44	Шаблоны технических заданий на проведение геофизических исследований по контролю за разработкой.
KMG-F-3947.1-44/RG-2702.2-44	Акт о готовности эксплуатационной скважины к проведению геофизических исследований и работ.

8. Порядок внесения изменений и дополнений

8.1 Изменения и дополнения в Регламент вносятся в установленном порядке решением Правления КМГ.