ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 53713— 2009

МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТЯНЫЕ И ГАЗОНЕФТЯНЫЕ

Правила разработки

Издание официальное

БЗ 7—2009/360

Москва
Стандартинформ
2010

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании», а правила применения национальных стандартов Российской Федерации — ГОСТ Р 1.0—2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Основные положения»

Сведения о стандарте

1 РАЗРАБОТАН Научно-исследовательским и проектным институтом мониторинга природных ресурсов Российской академии естественных наук, Всероссийским нефтегазовым научно-исследовательским институтом имени академика А.П. Крылова, Некоммерческим партнерством «Саморегулируемая организация «Национальная ассоциация по экспертизе недр» (НП «НАЭН»), ОАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина

2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 431 «Геологическое изучение, использование и охрана недр»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 15 декабря 2009 г. № 1166-ст

4 В настоящем стандарте реализованы нормы Закона Российской Федерации «О недрах» от 21.02.1992 № 2395-1 (в редакции Закона Российской Федерации от 30.12.2008 № 309-ФЗ) и Закона Российской Федерации «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 № 7-ФЗ

5 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в ежегодно издаваемом информационном указателе «Национальные стандарты», а текст изменений и поправок — в ежемесячно издаваемых информационных указателях «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ежемесячно издаваемом информационном указателе «Национальные стандарты». Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет

© Стандартинформ, 2010

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Содержание

1 Область применения . . . 1
2 Нормативные ссылки . . . 1
3 Термины и определения . . . 2
4 Сокращения . . . 4
5 Правила подготовки месторождения к разработке . . . 5
6 Правила строительства и эксплуатации скважин при разработке месторождений . . . 6
6.1 Общие положения . . . 6
6.2 Основные требования к строительству скважин . . . 7
6.3 Испытания и освоение скважин . . . 8
6.4 Эксплуатация добывающих и нагнетательных скважин при разработке месторождения . . . 9
7 Правила промышленной разработки месторождения . . . 9
7.1 Ввод месторождения в разработку . . . 9
7.2 Система промыслового обустройства месторождения . . . 10
7.3 Схема разбуривания месторождения . . . 10
7.4 Система сбора, подготовки и внешнего транспортирования нефти . . . 11
7.5 Система использования попутного газа . . . 11
7.6 Система поддержания пластового давления . . . 11
7.7 Регулирование и контроль процесса разработки . . . 11
8 Правила ликвидации нефтепромысловых объектов . . . 14
9 Правила охраны недр . . . 15
Библиография . . . 16

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТЯНЫЕ И ГАЗОНЕФТЯНЫЕ

Правила разработки

Oil and gas-oil fields.
Rules of development

Дата введения — 2011—01—01

1 Область применения

Настоящий стандарт устанавливает правила — требования, нормы и процедуры разработки нефтяных и газонефтяных месторождений (далее — месторождения), расположенных на территории Российской Федерации, в акваториях ее континентального шельфа и внутренних морей, обеспечивающие рациональную разработку нефтяных и газонефтяных месторождений при соблюдении основных требований по охране недр и окружающей среды.

Действие настоящего стандарта не распространяется на разработку газовых, газоконденсатных, нефтегазовых, нефтегазоконденсатных месторождений, основным компонентом углеводородного сырья которых является газ и газоконденсат. Регулирование разработки этих месторождений осуществляется соответствующими национальными стандартами (нормами, правилами).

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ Р 8.615—2005 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения количества извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования

ГОСТ Р 8.647—2008 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение определения количества нефти и нефтяного газа, добытых на участке недр. Общие положения

ГОСТ Р 53240—2008 Скважины поисково-разведочные нефтяные и газовые. Правила проведения испытаний

ГОСТ Р 53375—2009 Скважины нефтяные и газовые. Геолого-технологические исследования. Общие требования

ГОСТ Р 53709—2009 Скважины нефтяные и газовые. Геофизические исследования и работы в скважинах. Общие требования

ГОСТ Р 53710—2009 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки

ГОСТ Р 53712—2009 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Программные средства для проектирования и оптимизации процесса разработки месторождений. Основные требования

Примечание — При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет или по ежегодно издаваемому информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и

Издание официальное

по соответствующим ежемесячно издаваемым информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный стандарт заменен (изменен), то при пользовании настоящим стандартом следует руководствоваться заменяющим (измененным) стандартом. Если стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **выборочная отработка запасов нефти:** Интенсивный отбор нефти на начальных стадиях разработки из наиболее продуктивной (высокодебитной) или легкодоступной части эксплуатационного объекта (объектов), приводящий к разбалансированности реализуемой проектной системы разработки, направленной на максимальное извлечение нефти.

3.2 **газовая шапка:** Скопление свободного газа в наиболее приподнятой части нефтяного пласта над нефтяной залежью.

3.3 **гидравлический разрыв пласта; ГРП:** Способ интенсификации работы скважин и повышения извлечения нефти за счет развития естественных или создания искусственных трещин в продуктивной части пласта, вскрытого скважиной, путем создания на забое давления, превышающего предел прочности породы на разрыв.

3.4 **гидродинамические исследования скважин и пластов:** Комплекс методов определения фильтрационных характеристик пластов-коллекторов и параметров призабойной зоны вскрытого интервала, характеризующих производительность добывающих и нагнетательных скважин.

3.5 **доразведка месторождения:** Работы по уточнению геологического строения разрабатываемого месторождения.

Примечание — Доразведку можно проводить на любом этапе разработки месторождения. Обычно в состав работ входят детальные сейсмические исследования, бурение или углубление разведочных и эксплуатационных скважин в пределах лицензионного участка.

3.6 **заводнение пластов:** Закачка в нефтяную залежь воды через специальные нагнетательные скважины для поддержания пластового давления, повышения извлечения нефти и темпа отбора нефти в соответствии с проектными документами.

3.7 **залежь углеводородов:** Естественное скопление углеводородов в ловушке, образованной породой-коллектором под покрышкой из непроницаемых пород.

3.8 **геологические запасы углеводородов:** Количество углеводородов (нефти, газа, конденсата) и содержащихся в них сопутствующих компонентов, имеющих промышленное значение, которое находится в недрах в изученных бурением залежах.

Примечание — Подсчет запасов выполняют по результатам разведочных работ и разработки месторождения.

3.9 **извлекаемые запасы углеводородов:** Часть геологических запасов, которая может быть извлечена из недр при рациональном использовании современных технических средств и эффективных технологий добычи с учетом допустимого уровня затрат при соблюдении требований охраны недр.

3.10 **категория запасов:** Показатель, характеризующий запасы месторождения (залежи) по степени геологической изученности и промышленного освоения.

Примечание — Разделение запасов по категориям проводят в соответствии с требованиями действующей классификации запасов и инструкции по ее применению.

3.11 **конденсат:** Природная смесь легких углеводородных соединений, находящихся в газе в растворенном состоянии при определенных термобарических условиях и переходящих в жидкую фазу при снижении давления ниже давления конденсации.

3.12 **консервация скважины:** Временное прекращение строительства или эксплуатации скважины с ее глушением и герметизацией устья.

3.13 **коэффициент вытеснения нефти:** Отношение объема нефти, полученной при ее вытеснении рабочим агентом в лабораторных условиях из образцов керна, к начальному объему нефти в образцах.

3.14 **коэффициент извлечения нефти; КИН:** Отношение извлекаемых запасов нефти к геологическим.

Примечание — Коэффициент извлечения нефти (и других сопутствующих компонентов) по разрабатываемым месторождениям принимают по последнему проектному технологическому документу, согласованному с уполномоченным федеральным органом управления государственным фондом недр в установленном порядке.

3.15 **коэффициент охвата залежи вытеснением:** Отношение объема части залежи, где происходит вытеснение нефти, к общему объему залежи.

3.16 **ликвидация скважины:** Вывод скважины из производственного процесса по техническим, геологическим и технологическим причинам и перевод ее в состояние, обеспечивающее охрану недр, безопасность жизни и здоровья населения, охрану окружающей среды, зданий и сооружений в зоне ее влияния.

3.17 **лицензия на пользование недрами:** Документ, удостоверяющий право его владельца на пользование участком недр в определенных границах в соответствии с указанной в нем целью в течение установленного срока при соблюдении владельцем заранее оговоренных условий.

3.18 **ловушка нефти (газа):** Геологическое тело, условия залегания которого и взаимоотношения с экранирующими породами (покрышка, экран) обеспечивают возможность накопления и длительного сохранения нефти и (или) газа.

3.19 **нефтяное месторождение:** Месторождение, содержащее только нефть, насыщенную в различной степени газом.

3.20 **газовое месторождение:** Месторождение, содержащее только газ.

3.21 **газоконденсатное месторождение:** Месторождение, в газе которого содержится конденсат.

3.22 **газонефтяное месторождение:** Месторождение, в котором основная часть залежи нефтяная, а газовая шапка не превышает по объему условного топлива нефтяную часть залежи.

3.23 **нефтегазовое месторождение:** Месторождение, содержащее газовые залежи с нефтяной оторочкой, в котором нефтяная часть составляет по объему условного топлива менее 50 %.

3.24 **нефтегазоконденсатное месторождение:** Месторождение, содержащее нефть, газ и конденсат.

3.25 **методы увеличения извлечения нефти;** МУН: Способы (технологии) воздействия на продуктивные пласты с целью снижения остаточной нефтенасыщенности и повышения коэффициента охвата вытеснением.

3.26 **мониторинг разработки месторождения:** Комплексная система наблюдений за состоянием месторождения для оперативного управления процессом рациональной добычи сырья из эксплуатационных объектов.

3.27 **оператор:** Предприятие, ведущее разработку месторождения по договору с пользователем недр.

3.28 **освоение скважины:** Комплекс работ по вызову притока пластового флюида из продуктивного пласта в скважину и выводу скважины на запланированный режим эксплуатации.

3.29 **пласт-коллектор:** Горная порода, способная вмещать жидкие и (или) газообразные углеводороды и отдавать их в процессе разработки месторождений.

3.30 **пользователь недр:** Юридическое или физическое лицо, получившее в установленном порядке лицензию на пользование участком недр с целью поисков, разведки и разработки на нем полезных ископаемых.

3.31

(попутный) нефтяной газ; ПНГ: Смесь углеводородных и неуглеводородных газов и паров, находящихся как в свободном, так и в растворенном состоянии, выделяющихся из сырой нефти в процессе ее добычи.

[ГОСТ Р 8.615—2005, статья 3.7]

3.32 **природный газ**: Смесь углеводородных и неуглеводородных соединений и элементов, находящихся в пластовых условиях в газообразной фазе либо в растворенном виде в нефти или воде, а в стандартных условиях — только в газообразной фазе.

3.33 **природный режим нефтяной залежи:** Сочетание природных видов энергии, обеспечивающих перемещение нефти в пластах к забоям скважин.

Примечание — Залежь может обладать одним из известных природных режимов растворенного газа — водонапорным, упруговодонапорным, замкнутым упруговодонапорным, упругим, газонапорным (при наличии газовой шапки). При эксплуатации залежи возможно преобразование одного режима в другой менее эффективный режим (например, упруговодонапорного и газонапорного — в режим растворенного газа).

3.34 **продуктивный горизонт:** Выдержанный по площади пласт-коллектор (или группа пластов-коллекторов) с единой гидродинамической системой, содержащий подвижные углеводороды в свободной фазе и способный отдавать их в количествах, имеющих промышленное значение.

3.35 **промышленное освоение месторождения:** Создание необходимой инфраструктуры для добычи и транспортирования нефти и газа и получение нефти из первой скважины эксплуатационной сетки.

3.36 **рабочий агент:** Флюид (жидкость с различными добавками, пар, газ), закачиваемый в нефтяную залежь для вытеснения нефти и поддержания пластового давления.

3.37 **рациональная разработка месторождения:** Применение при разработке месторождения комплекса технических и технологических мероприятий, направленных на обеспечение наиболее полного и экономически целесообразного извлечения из недр запасов нефти и попутных компонентов при соблюдении основных требований по рациональному использованию и охране недр.

3.38 **система разработки месторождения:** Теоретически обоснованные и практически апробированные способы извлечения углеводородного сырья из месторождения.

Примечание — В систему разработки входят система размещения добывающих и специальных скважин, очередность ввода скважин в эксплуатацию, темпы отбора продукции, технологии и технические средства воздействия на продуктивный пласт (пласты) с целью интенсификации добычи и повышения извлечения нефти.

3.39 **ствол скважины:** Пространство от начала (устье) до дна (забой) скважины, ограниченное ее боковой поверхностью (стенка).

3.40 **боковой ствол скважины:** Дополнительный ствол, пробуренный из основного ствола при капитальном ремонте скважины по геологическим или техническим причинам для обеспечения извлечения нефти из пород или нагнетания в породы рабочего агента.

3.41 **многозабойная скважина:** Скважина, имеющая ответвления от основного ствола в виде искривленных дополнительных стволов в пределах продуктивного пласта.

3.42 **исполнительная съемка:** Геодезические измерения любых строительных конструкций (зданий, сооружений, коммуникаций, котлованов и др.), которые проводятся для проверки точности выполнения проекта строительства.

Примечание — Исполнительная съемка позволяет контролировать выполнение строительных и монтажных работ и выявлять отклонения от проекта строительства путем сравнения результатов измерений с проектными данными.

3.43 **фильтрационные параметры:** Показатели, характеризующие способность горных пород пропускать через себя (фильтровать) жидкости, газы и их смеси при наличии на пути фильтрации перепада давления.

Примечание — К основным фильтрационным параметрам относятся коэффициент фильтрации, характеризующий проницаемость породы для определенного флюида и зависящий от свойств обоих, и коэффициент проницаемости, зависящий только от свойств горной породы.

3.44 **фонд скважин:** Число и классификация (по состоянию и назначению) всех скважин, пробуренных на месторождении.

Примечание — По состоянию скважины подразделяют на действующие, бездействующие, находящиеся в освоении после бурения, в консервации и т.д. Категории скважин по назначению (например, скважины разведочные, эксплуатационные, специальные) определяются действующей классификацией, утвержденной приказом федерального органа государственной власти в сфере регулирования отношений недропользования.

3.45 **эксплуатационный объект:** Продуктивный пласт или группа пластов, разрабатываемые единой сеткой скважин.

Примечание — Выделение эксплуатационных объектов на месторождении обосновывается в проектном документе на разработку с учетом фильтрационно-емкостных свойств и свойств флюидов, положения водонефтяного и газонефтяного контактов в пределах выделяемого объекта, при отсутствии латеральной и вертикальной неоднородности продуктивных и непродуктивных слоев объединяемых пластов.

4 Сокращения

В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

ГИРС — геофизические исследования и работы в скважинах;

ГТИ — геолого-технологические исследования скважин;

КИН — коэффициент извлечения нефти;

ППД — поддержание пластового давления;
УВС — углеводородное сырье.

5 Правила подготовки месторождения к разработке

5.1 К подготовленным для разработки относятся месторождения (залежи), где достаточно полно для проведения проектирования изучены и охарактеризованы запасы углеводородов, форма и размеры месторождения (залежи), характеристики пород-коллекторов, свойства пластовых флюидов, возможные уровни добычи (далее — добывные возможности), гидрогеологические, экологические и другие условия разработки.

5.2 При подготовке месторождения к разработке по результатам разведочных работ проводят:

- определение природного режима залежи;
- геометризацию формы и размеров залежей, определение положения контактов газ-нефть-вода и контуров залежей;
- определение дебитов нефти, газа, конденсата, воды, установление пластового давления, давления насыщения и коэффициентов продуктивности скважин;
- исследование гидродинамической связи залежей с законтурной областью;
- определение свойств пластовой нефти;
- определение емкостных и фильтрационных характеристик коллекторов, их изменчивости по площади;
- определение физико-химических свойств пластовых флюидов по площади и разрезу залежи;
- подсчет запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов.

Объем работ, применяемые методы исследований и определяемые характеристики пород и флюидов устанавливают проектом разведочных работ.

5.3 Разведанные месторождения или части месторождений (залежей) считают подготовленными для промышленной разработки при соблюдении следующих условий:

- запасы нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов, имеющих промышленное значение, прошли государственную экспертизу и дана оценка перспективных ресурсов углеводородов месторождения;
- утвержденные запасы нефти, газа и конденсата, а также запасы содержащихся в них компонентов, имеющих промышленное значение, используемые при проектировании разработки, должны составлять: категории C_1 — не менее 80 %; категории C_2 — до 20 %. Возможность промышленного освоения разведанных месторождений (залежей) нефти и газа при наличии запасов категории C_2 более 20 % устанавливают в отдельных случаях при утверждении запасов на основе экспертизы материалов подсчета;
- состав и свойства нефти, газа и конденсата, содержание в них компонентов, имеющих промышленное значение, особенности разработки месторождения, дебиты нефти, газа и конденсата, гидрогеологические и другие природные условия изучены в степени, обеспечивающей получение исходных данных, достаточных для составления проектного документа;
- в районе разведанного месторождения должны быть оценены сырьевая база строительных материалов, возможные источники хозяйственно-питьевого и технического водоснабжения, способные удовлетворить потребности будущих предприятий по добыче нефти и газа;
- осуществлена пробная эксплуатация разведочных скважин, а при необходимости — пробная эксплуатация залежей.

5.4 Пробную эксплуатацию разведочных скважин проводят с целью уточнения их добывных возможностей, определения состава и физико-химических свойств пластовых флюидов, оценки эксплуатационной характеристики пластов и изменения оцениваемых параметров во времени (например, определяют коэффициенты продуктивности, максимально возможные дебиты скважин, приемистость по воде при нагнетании).

5.5 Пробную эксплуатацию (разработку) залежей или их участков проводят на месторождениях в процессе разведочных (доразведочных) работ для решения следующих задач:

- уточнения имеющейся и получения дополнительной информации для подсчета запасов углеводородов;
- обоснования режима работы залежей;
- выделения эксплуатационных объектов;
- проектирования дальнейшей разработки месторождения.

Срок пробной эксплуатации — не более 5 лет.

Пробную эксплуатацию залежей осуществляют в соответствии с проектом пробной эксплуатации. Исходной информацией для составления проекта пробной эксплуатации служат данные разведочных работ, полученные в результате бурения, опробования, испытаний и пробной эксплуатации отдельных разведочных скважин.

5.6 Подсчет запасов можно проводить на любом этапе разработки месторождений в следующих целях:

- оперативного подсчета запасов на основании фактических материалов бурения и испытания поисковых и разведочных скважин;
- подсчета запасов по данным разведочного бурения и испытания скважин или разведочного бурения и пробной эксплуатации [опытно-промышленной разработки залежей (их участков)];
- уточнения запасов в процессе разработки месторождения с учетом данных, полученных при бурении эксплуатационных и дополнительных разведочных скважин.

Примечание — Если в результате уточнения величина балансовых и извлекаемых запасов (категорий $A + B + C_1$) изменяется более чем на 20 %, то запасы переводятся в другие категории с утверждением в установленном порядке.

5.7 Порядок подсчета, проведения государственной экспертизы запасов и их постановки на государственный баланс определяет федеральный орган управления государственным фондом недр.

6 Правила строительства и эксплуатации скважин при разработке месторождений

6.1 Общие положения

6.1.1 Строительство скважин может выполняться на всех этапах разработки месторождения и представляет собой совокупность технологических процессов и операций для бурения ствола скважин до проектной глубины, а также оборудование скважины для сохранения ее функциональности в течение всего срока работы.

Количество скважин, подлежащих бурению, их местоположение, назначение, конструкция, порядок ввода в эксплуатацию и вывода из эксплуатации определяются проектным документом на разработку месторождения.

6.1.2 По проектному назначению скважины подразделяют на добывающие, нагнетательные, наблюдательные, специальные.

В процессе разработки месторождения назначение скважин может изменяться в соответствии с утвержденным проектным документом.

6.1.3 Добывающие скважины предназначены для извлечения из залежей нефти, газа, конденсата и сопутствующих компонентов.

6.1.4 Нагнетательные скважины предназначены для воздействия на продуктивные пласты путем нагнетания (закачки) в них воды, газа, пара и других рабочих агентов. В процессе разработки в число нагнетательных скважин в целях развития системы воздействия могут переводиться скважины других видов.

Нагнетательные скважины, расположенные внутри контура нефтеносности, могут быть введены в действие как добывающие и только потом (по достижении критической обводненности продукции) использоваться по проектному назначению.

6.1.5 Наблюдательные скважины подразделяют на контрольные и пьезометрические.

Контрольные скважины предназначены для контроля в процессе разработки в различных участках залежей:

- пластовой температуры;
- положения водонефтяного, газонефтяного, газоводяного контактов;
- нефтегазонасыщенности.

Пьезометрические скважины предназначены для систематического наблюдения за изменением пластового давления в залежах и законтурной области.

6.1.6 Специальные скважины предназначены для добычи технической воды (водозаборные скважины), для сброса промысловых вод (поглощающие скважины), закладки выбуренной породы, других специальных целей (создание и эксплуатация подземных хранилищ газа, ликвидация открытых фонтанов).

6.1.7 На разрабатываемых месторождениях в зонах категории запасов C_2 и за пределами контура нефтегазоносности можно бурить разведочные скважины для уточнения запасов и получения дополнительной информации для составления следующего проектного документа на разработку. Количество и

местоположение разведочных скважин, объем проводимых скважинных исследований определяются в проектах разведки (доразведки).

Разведочные скважины после выполнения комплекса запланированных работ и исследований, можно использовать по любому назначению на основании проектного документа на разработку месторождения.

6.1.8 В процессе разработки месторождения организация, владеющая лицензией на пользование недрами, ведет ежемесячный учет фонда скважин, на основе которого подготавливается годовая отчетность по эксплуатации скважин в соответствии с инструкциями, утвержденными федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по формированию официальной статистической информации.

6.1.9 К эксплуатационному фонду относятся добывающие и нагнетательные скважины, действующие, бездействующие и находящиеся в освоении.

6.1.10 Действующими считают скважины, которые находятся в эксплуатации (т.е. используемые для добычи или закачки) в последний день отчетного месяца, независимо от числа дней их работы в этом месяце.

Действующие скважины подразделяют на дающие продукцию (или используемые для закачки) и простаивающие. К простаивающим относят скважины, которые эксплуатировались в последний месяц отчетного периода (хотя бы в течение нескольких часов), но по состоянию на завершающий день месяца их эксплуатация была остановлена для проведения экспериментальных исследований, плановых ремонтных работ, ликвидации аварий или по любой другой причине.

6.1.11 Бездействующими считают скважины, не дававшие продукцию (не использовавшиеся для закачки) в течение всего последнего месяца отчетного периода, но работавшие ранее. В бездействующем фонде отдельно учитывают скважины, остановленные в отчетном году и до начала года.

6.1.12 К скважинам, находящимся в освоении и ожидании освоения после бурения, относятся скважины, законченные строительством, принятые на баланс пользователя недр и зачисленные в эксплуатационный фонд, но не введенные в эксплуатацию (для добычи или закачки) до завершения отчетного периода.

6.1.13 Добывающие и нагнетательные скважины, выбывшие из эксплуатационного фонда, можно на основании проектного документа переводить в контрольный фонд для проведения исследовательских работ или выводить в консервацию.

6.1.14 К находящимся в консервации относятся скважины любого назначения, не функционирующие в связи с нецелесообразностью или невозможностью их эксплуатации.

Если после окончания срока консервации скважина не подлежит ликвидации, то она должна быть переведена в действующий фонд по ее проектному назначению.

6.1.15 Скважины, выполнившие свое назначение, дальнейшее использование которых нецелесообразно или невозможно, подлежат ликвидации в установленном порядке.

6.1.16 Ликвидацию и консервацию скважин проводят и оформляют в соответствии с действующими положениями и инструкциями органов исполнительной власти, осуществляющих контроль и надзор при пользовании недрами.

6.1.17 При разработке месторождения допустимое количество неработающих скважин может составлять не более 10 % эксплуатационного фонда, а при количестве скважин менее десяти — не более 30 %.

6.2 Основные требования к строительству скважин

6.2.1 Строительство скважин и проведение ГИРС и ГТИ в процессе строительства осуществляют в соответствии с проектом на строительство скважин, который составляют на основе геолого-геофизических данных и действующего проектного документа на разработку месторождения.

Проект может быть составлен как для строительства отдельной скважины (индивидуальный), так и для группы скважин, бурящихся в одинаковых горно-геологических условиях и одинаковой конструкции (групповой проект на строительство скважин).

Проекты скважин проходят обязательную экспертизу согласно действующим нормативным правовым актам и подлежат регистрации в уполномоченных органах исполнительной власти.

6.2.2 При строительстве добывающих и нагнетательных скважин их конструкции должны обеспечивать:

- возможность реализации проектных способов и режимов эксплуатации скважин, создание прогнозируемых для всех стадий разработки максимальных перепадов давления в скважине и пласте (далее — депрессия и репрессия на пласт);
- возможность осуществления одновременно-раздельной добычи нефти из нескольких эксплуатационных объектов в одной скважине (если это предусмотрено проектными документами);

- возможность перевода скважины на разработку других эксплуатационных объектов и пластов;
- сохранение целостности и герметичность обсадной колонны;
- надежную работу скважины в течение проектного периода их службы;
- необходимые условия для производства ремонтных работ (в том числе возможность бурения дополнительных стволов скважин при капитальном ремонте) и скважинных исследований;
- соблюдение требований охраны недр и окружающей среды.

6.2.3 При проектировании конструкции нагнетательной скважины также должны быть предусмотрены защита эксплуатационной колонны и скважинного оборудования при закачке сточных вод или других коррозионно-агрессивных агентов и возможность установки оборудования для раздельной закачки (если это предусмотрено проектом).

6.2.4 Для закачки газа (например, при газовом и водогазовом воздействии) конструкции скважин должны удовлетворять требованиям, предъявляемым к конструкциям газовых скважин.

6.2.5 Параметры промывочной жидкости по интервалам глубин необходимо выбирать в соответствии с требованиями правил по безопасному ведению работ в нефтяной и газовой промышленности [1] и с учетом конкретных геолого-технических условий.

Используемые промывочные жидкости должны обеспечивать:
- безаварийное бурение скважины;
- надлежащее качество вскрытия продуктивного пласта (сохранение его естественных свойств);
- минимальное загрязняющее воздействие;
- возможность выполнения проектного комплекса ГИРС.

6.2.6 Проект на строительство скважин содержит раздел по завершению строительства, устанавливающий:
- технологические параметры и режим бурения в интервале продуктивного пласта;
- скорость спускоподъемных операций при вскрытых продуктивных пластах;
- основные требования к качественному вскрытию продуктивного объекта, надежному креплению скважины и затрубной изоляции пластов на этапе завершения строительства скважин.

6.2.7 Технология первичного вскрытия продуктивного пласта должна обеспечивать сохранение его естественной проницаемости и насыщенности. Рекомендуется применять технологию вскрытия пластов на депрессии, т.е. с превышением давления промывочной жидкости в скважине над пластовым давлением.

6.2.8 Технология вторичного вскрытия продуктивного пласта должна обеспечивать защиту от загрязнения призабойной зоны, максимальную гидродинамическую связь ствола скважины с продуктивной частью пласта, а также возможность выполнения обработки призабойной зоны и применения различных методов интенсификации добычи нефти.

6.2.9 Спускоподъемные операции следует выполнять со скоростью, не создающей в пласте значительных изменений давления (депрессий и репрессий).

6.2.10 Работы по цементированию обсадных колонн должны обеспечивать:
- надежное разобщение нефтяных, газовых и водоносных пластов в заколонном пространстве;
- высокую степень надежности цементного камня за обсадными трубами, его устойчивость к разрушающему воздействию пластовых жидкостей, механических и температурных нагрузок;
- возможность создания проектной депрессии и репрессии на пласт без нарушения целостности цементного камня;
- соблюдение требований охраны недр и окружающей среды, предотвращение проникновения твердой и жидкой фаз цементного раствора в продуктивный пласт.

Работы по цементированию следует завершать испытанием эксплуатационных колонн на герметичность. Применяемые методы испытания, допустимые и рекомендуемые при проведении этих работ допуски и пределы, определяются проектом скважин.

6.2.11 При завершении строительства скважин пласты, включенные в единый эксплуатационный объект, перфорируют одновременно.

6.2.12 Работы по бурению и завершению строительства скважин (например, спускоподъемные операции при бурении, интервалы и качество цементирования и перфорации) контролируют методами ГИРС и ГТИ по ГОСТ Р 53709 и ГОСТ Р 53375. Результаты исследований должны быть представлены в документации по скважине.

6.2.13 Строительство скважин считают законченным после выполнения всех работ, предусмотренных проектом на строительство и планом освоения скважины.

6.3 Испытания и освоение скважин

6.3.1 Испытания и освоение скважин осуществляют по ГОСТ Р 53240.

6.3.2 Технология освоения и испытаний должна обеспечивать сохранение свойств пласта в призабойной зоне и цементного камня за колонной обсадных труб. Должны быть предусмотрены меры по предотвращению аварийных ситуаций и загрязнения окружающей среды.

6.3.3 Технология освоения нагнетательной скважины должна включать ее отработку в режиме добывающей скважины. Для скважин, расположенных за пределами месторождения (залежи), рекомендуется создавать режим отбора воды, аналогичный режиму добычи.

6.3.4 На освоение скважин, вскрывших пласты в осложненных геологических условиях (например, аномально высокое пластовое давление, содержание значительных количеств H_2S и CO_2, высокая температура), составляют индивидуальный план.

6.3.5 После завершения освоения скважины выполняют базовые промыслово-геофизические исследования, результаты которых включают в дело скважины.

6.3.6 Испытания считают завершенными, а скважина — освоенной после получения продукции постоянного состава (для воды — постоянной минерализации).

6.4 Эксплуатация добывающих и нагнетательных скважин при разработке месторождения

6.4.1 Эксплуатацию скважин проводят в соответствии с проектным документом на разработку месторождения, в котором обоснованы способы и режим эксплуатации, выделение эксплуатационных объектов.

6.4.2 Ввод скважины в эксплуатацию допускается при наличии положительного заключения территориальных органов государственного геологического контроля и государственного горного надзора о соответствии скважины проекту ее строительства.

6.4.3 Перевод скважин с одного эксплуатационного объекта на другой, приобщение дополнительного объекта, перевод скважин в наблюдательный фонд допускается только на основании утвержденного проектного документа на разработку месторождения и в соответствии с требованиями уполномоченных государственных органов, осуществляющих надзор и контроль использования фонда недр.

Допускаются оперативные решения пользователя недр по изменению назначения скважин при согласовании с проектной организацией, подлежащие учету в проектном документе.

6.4.4 Технологические режимы работы скважин определяет пользователь недр, исходя из проектного уровня добычи углеводородов на месторождении. Технологические режимы работ скважин составляет один раз в месяц или в квартал, в зависимости от стадии разработки объекта, и утверждает организация — пользователь недр. Одновременно составляют и утверждают план геолого-технических мероприятий, позволяющих обеспечивать выполнение технологических режимов.

6.4.5 Для наблюдения за режимом работы скважин устанавливают контрольно-измерительную аппаратуру и устройства отбора проб добываемой продукции.

6.4.6 Соблюдение установленных технологических режимов работы скважин обеспечивает пользователь недр и контролируют уполномоченные контрольными и надзорными органами.

6.4.7 В процессе эксплуатации скважин проводят ремонт скважин, который подразделяется на капитальный и текущий.

К капитальному ремонту относятся работы по повышению нефтеотдачи пластов, изменению объекта эксплуатации скважин, креплению рыхлых коллекторов, восстановлению герметичности обсадной колонны и устранению ее деформаций, бурению боковых стволов, ограничению притоков пластовых и закачиваемых вод, а также аварийные и другие сложные работы в стволе скважины.

К текущему ремонту относятся работы, связанные с оснащением скважин оборудованием при вводе в эксплуатацию, переводом скважин с одного способа эксплуатации на другой, обеспечением заданного технологического режима работы внутрискважинного эксплуатационного оборудования, изменением режимов работы и сменой этого оборудования, очисткой ствола скважины и подъемных труб от песка, парафина, солей и других отложений, а также опытные работы по испытанию новых видов скважинного оборудования.

Ремонт скважины следует проводить в строгом соответствии с требованиями по безопасности ведения работ, охраны недр и окружающей среды, а также стандартами и инструкциями по выполнению технологических процессов и эксплуатации применяемого оборудования.

7 Правила промышленной разработки месторождения

7.1 Ввод месторождения в разработку

7.1.1 Сроки ввода месторождений (залежей) в промышленную разработку устанавливают в лицензиях на пользование недрами.

Сроки ввода в разработку стратегических месторождений, отнесенных к объектам федерального значения, устанавливаются федеральными законами.

7.1.2 Разработку месторождения проводят в соответствии с утвержденными проектными документами.

Проектирование разработки нефтяных и газонефтяных месторождений проводят по ГОСТ Р 53710.

7.1.3 Пользователь недр на основании утвержденного проектного документа на разработку:

- выполняет работы по проектированию и строительству систем промыслового обустройства, внешнего транспортирования нефти, газа, конденсата и воды, индивидуальных и кустовых оснований, скважин всех категорий;
- обеспечивает оценку воздействия на окружающую среду, разработку природоохранных мероприятий и прохождение государственной экологической экспертизы (в случае, если проведение государственной экологической экспертизы предусмотрено федеральными законами) проекта обустройства месторождения и проектов строительства скважин в пределах лицензионного участка;
- издает приказ на ввод месторождения в промышленную разработку.

7.1.4 Временем ввода месторождения в промышленную разработку является получение нефти из первой скважины эксплуатационной сетки, пробуренной по утвержденному первому проектному документу, при условии реализации проектных решений по созданию необходимой инфраструктуры для добычи и транспортирования нефти и газа.

7.1.5 После ввода месторождения в разработку пользователь недр или организация-оператор проводит, в соответствии с проектными документами, мониторинг разработки месторождения.

7.2 Система промыслового обустройства месторождения

7.2.1 Комплекс промысловых объектов обустройства месторождения является составной частью системы разработки. По мере развития системы разработки система обустройства должна обеспечивать преемственность отдельных этапов развития за счет рационального размещения объектов сбора, частичной и полной подготовки продукции, использования попутного газа, проработки устойчивости развития при изменении внешних параметров.

7.2.2 При выборе системы обустройства месторождения учитывают:

- ретроспективу схемных и проектных решений по разработке и обустройству;
- существующее состояние объектов обустройства месторождения и прилегающих районов;
- требования лицензионного соглашения по недропользованию в части промыслового обустройства;
- обоснование выбора основных схемных решений;
- обоснование выбора технических решений по объектам обустройства;
- предложения по этапам и очередности строительства объектов и условия изменения очередности;
- срок действия проекта и условия его прекращения.

7.2.3 Выбор вариантов создания объектов обустройства проводят по следующим критериям:

- минимизация капитальных затрат и воздействия на окружающую среду;
- повышение надежности эксплуатации;
- учет транспортных схем доставки грузов и схемы энергообеспечения в процессе обустройства и всех стадий разработки месторождения.

7.2.4 При строительстве и эксплуатации объектов обустройства следует проводить регулярный сбор информации о состоянии обустройства лицензионного участка и влиянии этого процесса на природную среду по космо- и аэрофотоснимкам, материалам маркшейдерских работ и исполнительных геодезических съемок местности, данным о паспортизации и регистрации объектов обустройства (земельных участков).

7.3 Схема разбуривания месторождения

7.3.1 Последовательность и порядок разбуривания скважин определяются проектным документом.

Для исключения выборочной отработки залежей разбуривание месторождения рекомендуется вести с проектной плотностью сетки скважин.

7.3.2 Схема разбуривания месторождения (размещение площадок бурения, кустов скважин, распределение скважин по площадкам) должна учитывать различные инженерно-геологические условия строительства объектов, существующие сооружения и коммуникации, наличие участков, где строительство площадных сооружений не допускается (водоохранные и природоохранные зоны), а также размещение ранее пробуренного фонда скважин.

Выбор системы разбуривания (индивидуальное основание или кустовое бурение) проводят на основании принятого проектного варианта размещения забоев скважин.

7.3.3 Схему разбуривания месторождения следует составлять единой для всех объектов, с учетом глубины их залегания, способов эксплуатации и очередности ввода скважин.

При эксплуатационном разбуривании месторождения обеспечивается своевременный перевод запасов из категории C_1 в категорию А + В и отражение этих изменений в балансе запасов.

7.4 Система сбора, подготовки и внешнего транспортирования нефти

7.4.1 Система объектов сбора продукции добывающих скважин, промысловой подготовки и транспортирования сырой нефти, товарной подготовки и внешнего транспортирования строится на основе расчетов нескольких вариантов технологии производственного процесса по показателям добычи на весь планируемый период.

7.4.2 Система сбора и транспортирования нефти должна обеспечивать герметизированный сбор и транспортирование продукции скважин в необходимом по проекту объеме при следующих условиях:

- исключении сверхнормативных потерь нефти;
- возможности проведения измерений и учета добычи нефти, нефтяного газа по скважинам, группам скважин, месторождениям и лицензионному участку недр.

7.4.3 Для водоснабжения системы ППД технология сбора и транспортирования нефти должна предусматривать возможность полного или частичного отделения и очистки подтоварной воды непосредственно на промысле.

7.5 Система использования попутного газа

7.5.1 Система использования газа, включающая пункты сепарации газа, газопроводы, компрессорные станции, объекты утилизации и вспомогательные объекты, должна обеспечивать уровень его использования не менее 95 %.

7.5.2 Система должна обеспечивать измерение и учет количества газа, получаемого из недр, поставляемого другим предприятиям, используемого на собственные нужды и для закачки в пласт, а также объема потерь газа.

Объем технологических потерь газа рассчитывается предприятием и согласовывается с уполномоченными органами исполнительной власти в установленном порядке.

7.6 Система поддержания пластового давления

7.6.1 Схема объектов системы ППД должна быть совмещена с технологически связанными объектами других систем обустройства. Предусматривается использование единых площадок и коридоров коммуникаций, применение замкнутого цикла заводнения с использованием сточной воды.

7.6.2 Система ППД должна обеспечивать:

- проектный объем закачки рабочего агента в пласты под необходимым давлением по отдельным нагнетательным скважинам, эксплуатационным объектам, по месторождению в целом;
- подготовку закачиваемого в пласты рабочего агента по составу, физико-химическим свойствам, содержанию механических примесей, нефти, микроорганизмов и кислорода до кондиций, предусмотренных проектом разработки;
- достоверный учет закачки рабочего агента по отдельным скважинам, группам скважин, эксплуатационным объектам и месторождению в целом;
- возможность систематического измерения рабочего давления и приемистости каждой скважины, а также качества рабочего агента с периодичностью, предусмотренной проектным документом на разработку;
- создание резерва поглощающих скважин в случае избытка на месторождении попутной воды, не используемой для ППД;
- безопасное осуществление технологических операций без загрязнения недр и окружающей среды.

7.6.3 Физико-химические свойства рабочего агента, закачиваемого в пласт, должны обеспечивать продолжительную устойчивую приемистость пласта и высокую отмывающую способность.

7.6.4 Используемая для заводнения вода по своим свойствам должна быть совместима с пластовой водой, породой коллектора и вытесняемой нефтью.

7.6.5 При закачке в пласты растворов химических реагентов не допускается образование в межскважинном пространстве участков твердых осадков и других непроницаемых экранов, если это не было предусмотрено проектным документом.

7.7 Регулирование и контроль процесса разработки

7.7.1 Регулирование процесса разработки — это целенаправленное создание, поддержание и изменение условий, обеспечивающих разработку продуктивных пластов в соответствии с принятыми технологическими решениями.

7.7.2 К основным методам и мероприятиям по регулированию разработки относятся:

- изменение режимов работы добывающих скважин (увеличение или ограничение отборов жидкости, отключение высокообводненных участков залежей, а также скважин с аварийными прорывами свободного газа, форсированный отбор жидкости, периодическое изменение отборов);
- изменение режимов работы нагнетательных скважин (увеличение или ограничение закачки рабочего агента, перераспределение закачки по скважинам, циклическая закачка, применение повышенного давления нагнетания);
- увеличение гидродинамического совершенства скважин (дополнительная перфорация, различные методы воздействия на призабойную зону скважин, гидроразрыв пласта);
- изоляция или ограничение притока попутной воды и прорвавшегося газа в скважинах (различные способы цементных заливок, создание экранов, применение химических реагентов);
- перенос интервалов перфорации;
- одновременно-раздельная эксплуатация скважин;
- совершенствование применяемой системы заводнения (преобразование одной системы заводнения в другую, очаговое заводнение, перенос фронта нагнетания);
- бурение дополнительных добывающих и нагнетательных скважин;
- изменение направлений фильтрационных потоков;
- очаговое заводнение.

Нарушение режима фильтрации (промывки) в результате остановки добывающих скважин является нежелательным (кроме тех случаев, когда осуществляется целенаправленное изменение фильтрационных потоков с целью разрушения застойных зон).

7.7.3 К условиям, определяющим рациональную разработку месторождений (залежей, объектов), относятся:

- равномерное разбуривание залежей, исключающее выборочную отработку запасов;
- уровень забойного давления добывающих скважин и характеристик напряженного состояния массива пород, исключающий возможные смятия колонн и нарушения целостности цементного камня за эксплуатационной колонной;
- заданные значения давления на линии нагнетания;
- способы эксплуатации скважин, предусмотренные проектным документом;
- мероприятия, включенные в проект по регулированию разработки (отключение высокообводненных скважин, перенос фронта нагнетания, нестационарное заводнение);
- допустимая скорость фильтрации в призабойной зоне (в условиях разрушения пород-коллекторов);
- допустимые дебиты скважин или депрессии (в условиях образования водяных или газовых конусов, песчаных пробок);
- допустимый максимальный газовый фактор по скважинам (в условиях газовой или газоводяной репрессии на пласт).

7.7.4 Планирование и реализация методов и мероприятий регулирования процесса разработки (составление планов геолого-технических мероприятий) осуществляется пользователями недр ежегодно на базе рекомендаций научно-исследовательских и проектных организаций, осуществляющих научное сопровождение проекта.

7.7.5 Геолого-технологические мероприятия (ГТМ) должны обеспечивать равномерность и полноту выработки запасов нефти, соответствовать требуемым объемам и периодичности реализации проектных документов.

Технологическую эффективность планируемых ГТМ оценивают по результатам их моделирования с применением программных средств по ГОСТ Р 53712. Оценку проводят на основе прогноза дополнительной добычи нефти, снижения обводненности продукции скважин, длительности эффекта. По оценке эффективности выполненных и планируемых в предшествующем периоде мероприятий по регулированию разработки даются рекомендации по совершенствованию системы управления разработкой.

7.7.6 Воздействие на нефтяную залежь с целью интенсификации притока нефти и увеличения извлечения нефти из пластов осуществляется путем проведения технологических и технических мероприятий, направленных на поддержание естественной пластовой энергии и создание благоприятных условий для вытеснения нефти из пород-коллекторов к забоям добывающих скважин.

Методы увеличения извлечения нефти применяют для повышения объема извлекаемой нефти за счет дополнительного дренирования тех участков и объемов залежи, которые не охватываются разработкой при естественном режиме и заводнении.

Для повышения или восстановления продуктивности (приемистости) скважин и улучшения охвата пластов проводят воздействие на призабойную зону пласта путем проведения в скважинах комплекса

работ по изменению фильтрационных характеристик вскрытых пластов или физико-химических свойств насыщающих их жидкостей.

7.7.7 Применяют следующие основные методы воздействия на залежь:

- гидродинамические;
- физические;
- физико-химические;
- химические;
- тепловые;
- газовые;
- микробиологические.

Применяют также комбинированные технологии, представляющие собой различные сочетания перечисленных методов наряду с использованием современных технических средств и способов бурения.

7.7.8 Выбор методов и технологий воздействия на залежь, а также программы по контролю и регулированию воздействия обосновывают в проектных документах на разработку месторождений.

7.7.9 Работы по воздействию на призабойную зону пласта осуществляют в соответствии со специальными планами, утвержденными руководством организации — пользователя недр.

7.7.10 Обязательным условием применения технологий интенсификации притока должно быть доказанное отсутствие их негативного влияния на достигаемый КИН, а также отсутствие вредного воздействия на элементы конструкции скважин.

7.7.11 Проведение работ по интенсификации притока из скважин контролируют методами ГИРС и ГТИ, оформляют специальным актом и регистрируют в паспорте скважины.

7.7.12 Пользователь недр определяет эффективность применяемых методов увеличения нефтеотдачи и технологии интенсификации на основе текущего анализа состояния разработки и обеспечивает ведение учета добычи углеводородов за счет применения методов воздействия по каждому применяемому методу, по каждому эксплуатационному объекту и месторождению в целом.

7.7.13 Контроль разработки нефтяных залежей осуществляют в целях:

- получения информации, необходимой для регулирования процесса разработки и проектирования мероприятий по его совершенствованию;
- оценки эффективности принятой системы разработки залежи в целом и отдельных технологических мероприятий по ее осуществлению и степени эколого-промышленной безопасности.

7.7.14 При контроле разработки залежей (объектов) изучают:

- динамику изменения текущей и накопленной добычи нефти, попутной воды и растворенного газа, а также закачки рабочих агентов по месторождению в целом, отдельным участкам и скважинам;
- охват запасов разработкой, характер внедрения вытесняющего агента (воды, газа и др.) по отдельным пластам, участкам залежи с оценкой степени охвата пластов заводнением;
- энергетическое состояние залежи, динамику изменения пластового и забойного давлений в зонах отбора, закачки и залежи в целом;
- изменение коэффициентов продуктивности и приемистости скважин;
- изменение гидропроводности пласта в районе действующих скважин;
- состояние герметичности эксплуатационных колонн, взаимодействие продуктивного горизонта с соседними по разрезу горизонтами и наличие перетоков жидкости и газа между пластами разрабатываемого объекта и соседними объектами;
- изменение физико-химических свойств добываемой жидкости (нефти и воды) и газа в пластовых и поверхностных условиях в процессе разработки;
- фактическую технологическую эффективность осуществляемых мероприятий.

7.7.15 Контроль разработки месторождений пользователями недр осуществляют в соответствии с нормативными документами.

Основной задачей контроля разработки месторождений является оценка эффективности реализуемой системы разработки, применяемых технологий и разработка мероприятий по выработке запасов нефти.

7.7.16 Эффективность системы и технологий разработки оценивают на основе анализа динамики добычи пластовых флюидов, закачки агентов вытеснения, пластового и забойного давлений, положения флюидальных контактов, текущего и остаточного насыщения пластов, состава добываемой продукции, характера работы пластов в добывающих и нагнетательных скважинах и по другим критериям.

7.7.17 Виды, объемы и периодичность промысловых геофизических, текущих промысловых, гидродинамических, геохимических исследований с целью получения данных для контроля разработки определяют в соответствии с нормативными документами.

7.7.18 Исследования, выполняемые для контроля разработки, должны проводиться на всей площади объекта разработки.

Комплекс исследований включает следующие виды работ:

- измерение пластового давления по контрольным и пьезометрическим скважинам;
- измерение устьевого давления нагнетания и объемов закачки по нагнетательным скважинам;
- измерение пластового и забойного давлений, дебитов скважин по жидкости, газовых факторов и обводненности продукции по добывающим скважинам;
- гидродинамические исследования добывающих и нагнетательных скважин в стационарных и нестационарных режимах;
- исследования по контролю водонефтяного и газонефтяного контактов, нефтегазонасыщенности, технического состояния ствола скважины геофизическими методами;
- отбор и исследование глубинных и поверхностных проб продукции скважин;
- специальные исследования, предусмотренные проектным документом.

7.7.19 При разработке месторождения ведется учет добычи УВС по результатам количественных измерений по отдельным скважинам, группе скважин лицензионного участка, лицензионному участку, месторождению на пунктах подготовки нефти и приемо-сдаточных пунктах. Измерения проводят в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.615 и ГОСТ Р 8.647.

7.7.20 Материалы контроля разработки месторождений подлежат обязательному хранению пользователем недр на протяжении всего срока действия лицензии на пользование недрами. При передаче (сдаче) лицензии на пользование недрами материалы сдают в органы, выдавшие лицензию.

8 Правила ликвидации нефтепромысловых объектов

8.1 Ликвидацию нефтепромысловых объектов (скважин, оборудования их устьев и стволов, системы сбора нефти и газа, подготовки и перекачки нефти, газа и воды, объектов инфраструктуры, инженерных коммуникаций) проводят после полной проектной выработки извлекаемых запасов нефти, газа и конденсата, при отсутствии перспектив прироста или вовлечения в разработку в результате применения новых технологий, невозможности повторной разработки месторождения.

Объекты месторождения в целом или его части ликвидируют также в случае реального риска возникновения техногенных аварий и катастроф, предотвращение которых технически невозможно или экономически нецелесообразно.

8.2 Ликвидация нефтепромысловых объектов — это комплекс мероприятий, включающий:

- демонтаж, разборку наземных сооружений и объектов, а также последующую утилизацию полученных материалов и оборудования;
- ликвидацию скважин;
- консервацию наземных объектов (здания, объекты соцкультбыта, автодороги, линии электропередач, электроподстанции, объекты связи и другие объекты, демонтаж которых экономически нецелесообразен) для их последующей реализации и использования в других отраслях хозяйства юридическими или физическими лицами, осуществляющими иную хозяйственную деятельность на данной территории;
- мероприятия по рекультивации земель, восстановлению водных объектов, растительности, животного мира и приведению территорий в состояние, обеспечивающее безопасность населения и охрану окружающей природной среды.

8.3 Все скважины, дальнейшее использование которых нецелесообразно или невозможно, подлежат ликвидации.

8.4 Работы по консервации и ликвидации скважин на месторождении проводят в соответствии с требованиями законодательных актов и нормативных документов федерального органа исполнительной власти, осуществляющего контрольные и надзорные функции по охране недр и окружающей среды, безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами [2].

При этом должны быть обоснованы:

- критерии необходимости ликвидации или консервации скважин;
- варианты технологических решений по консервации и ликвидации скважин, оборудованию их устьев;
- мероприятия по безопасности работ и охране недр.

Должны быть проведены сравнительные технико-экономические расчеты на ликвидацию и консервацию скважин.

8.5 Перевод простаивающих скважин, требующих решения об их дальнейшем использовании (вывод из бездействия, консервация, ликвидация), в контрольный и пьезометрический фонд не допускается, если это не предусмотрено проектным документом.

8.6 Ликвидация единичных скважин на основании нерентабельности их эксплуатации не допускается. Необходим контроль обеспечения достижения проектного КИН на разрабатываемом участке залежи.

8.7 Работу по ликвидации проводят в соответствии с проектом на ликвидацию скважины, разработанным и утвержденным в установленном порядке.

Если ликвидация скважины необходима по причинам, выявленным в процессе бурения или эксплуатации (например, отсутствие продуктивного горизонта, невозможность дальнейшего использования скважины в результате аварии), то в проекте на ликвидацию должно быть приведено обоснование этого решения.

8.8 Ликвидацию (или консервацию для последующей реализации) объектов месторождения проводят по специальным проектам, согласованным и утвержденным в установленном порядке.

9 Правила охраны недр

9.1 Мероприятия по охране недр и окружающей природной среды разрабатывают в соответствии с нормативными правовыми актами.

9.2 Охрана недр и окружающей среды в процессе разработки месторождения предусматривает:

- оценку потенциальных источников загрязнения недр при строительстве скважин;
- разработку и реализацию рекомендаций по использованию химических реагентов и материалов;
- разработку и реализацию мер по предотвращению заколонных и межколонных перетоков, предотвращению аварийного фонтанирования, смятия обсадных колонн и других возможных осложнений при строительстве скважин;
- контроль работы эксплуатационных скважин и соблюдение установленных технологических режимов работы скважин с целью предупреждения преждевременного обводнения скважин и других нарушений;
- проведение профилактических мероприятий по предупреждению аварийных ситуаций при эксплуатации добывающих скважин;
- контроль крепления ствола скважин и герметичности обсадных колонн;
- устранение осложнений и своевременное выполнение изоляционно-ликвидационных работ в скважинах, подлежащих ликвидации или консервации, для предотвращения негативного влияния таких скважин на сохранность недр.

9.3 Освоение и эксплуатацию добывающих и нагнетательных скважин следует проводить в соответствии с технологическим режимом, утвержденным в установленном порядке, при соответствующем оборудовании устья скважины, которое должно предотвращать возможность выброса и открытого фонтанирования нефти и газа, потерь нагнетаемой воды.

Эксплуатация дефектных добывающих и нагнетательных скважин (с нарушенной герметичностью эксплуатационных колонн, отсутствием цементного камня за колонной, пропусками фланцевых соединений и прочими нарушениям) не допускается.

9.4 При проведении мероприятий по повышению производительности нефтяных скважин путем воздействия на призабойную зону пласта должна быть обеспечена сохранность колонны обсадных труб и цементного кольца выше и ниже продуктивного горизонта.

9.5 При обводнении добывающих скважин, помимо контроля за обводненностью их продукции, необходимо проводить специальные геофизические и гидрогеологические исследования с целью определения места притока воды в скважину, источника обводнения и глубины его залегания.

9.6 Если в процессе разработки месторождения появились признаки подземных утечек или межпластовых перетоков нефти, газа и воды, которые могут привести к безвозвратным потерям нефти и газа, то пользователь недр или организация-оператор обязаны установить и ликвидировать причину неуправляемого движения пластовых флюидов.

9.7 На нефтяных месторождениях, содержащих сероводород, должны выполняться установленные законодательством, стандартами (нормами, правилами) требования безопасности при разработке таких месторождений.

9.8 Охрана недр и окружающей среды на всех этапах освоения и разработки месторождений обеспечивается пользователями недр и организацией-оператором под контролем уполномоченных органов исполнительной власти.

Библиография

[1] ПБ 08-624—03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (утверждены постановлением Госгортехнадзора России от 5 июля 2003 г. № 56)

[2] Инструкция о порядке ликвидации, консервации скважин и оборудования их устьев и стволов. Утверждена постановлением Госгортехнадзора России от 22 мая 2002 г. № 22

УДК 622.276,622.279:006.354 ОКС 73.020 Т58

Ключевые слова: нефть, газ, месторождение, скважина, разработка

Редактор *Л.И. Нахимова*
Технический редактор *В.Н. Прусакова*
Корректор *Е.Д. Дульнева*
Компьютерная верстка *И.А. Налейкиной*

Сдано в набор 29.07.2010. Подписано в печать 16.08.2010. Формат 60 × 84 1/8. Бумага офсетная. Гарнитура Ариал. Печать офсетная. Усл. печ. л. 2,32. Уч.-изд. л. 2,10. Тираж 110 экз. Зак. 651.

ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ», 123995 Москва, Гранатный пер., 4.

gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru

Набрано во ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ» на ПЭВМ.
Отпечатано в филиале ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ» — тип. «Московский печатник», 105062 Москва, Лялин пер., 6.

gost.e-ecolog.ru