



**ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНИЧЕСКИМ
ПРОЕКТАМ РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ УВС,
ПРЕДСТАВЛЯЕМЫХ НА РАССМОТРЕНИЕ
И СОГЛАСОВАНИЕ ЦКР РОСНЕДР С
УЧЕТОМ ИЗМЕНЕНИЙ НОРМАТИВНО-
ПРАВОВОЙ БАЗЫ**

**Пономарев Н.
С.**

**г. Самара,
февраль 2015 г.**

Проектные технологические документы являются результатом комплексной работы, основанной на теоретических исследованиях процессов фильтрации, на промысловых исследованиях скважин, пластов и флюидов, на лабораторных экспериментах по вытеснению нефти агентами-вытеснителями; на результатах расчетов технологических и экономических показателей разработки с применением цифровых геологических моделей и цифровых гидродинамических моделей эксплуатационных объектов, на результатах анализа разработки месторождения.

1. Общие положения

1.1. Разработка месторождений УВС проводится в соответствии с утвержденным проектным документом. До утверждения проектная документация рассматривается и согласовывается комиссией по согласованию технических проектов разработки месторождений УВС в установленном порядке. Вид проектного документа определяют в зависимости от стадии разработки месторождения. По проектному документу осуществляют комплекс технологических и технических мероприятий по извлечению нефти, газа и конденсата из недр, доразведку месторождений, а также контроль процесса разработки и результатах экономической оценки вариантов разработки.

1.2. Подготовку проектного документа обеспечивает пользователь недр в соответствии с условиями, определенными лицензией на пользование участком недр и действующим законодательством и настоящими Правилами. Проектные решения должны быть основаны на имеющейся геологической и иной информации о недрах, в том числе на результатах расчетов технологических и экономических показателей разработки с применением ЦГМ и ЦГДМ эксплуатационных объектов и экономической оценки вариантов разработки.

2. Нормативно-правовая база для составления проектно-технологических документов:

1. Федеральный закон РФ «О недрах» №2395-1 от 21.02.1992 г.
2. Постановление ВС РФ от 15.07.1992 г. №3313-1 (редакция от 26.06.2007 г.) «О порядке введения в действие «Положения о порядке лицензирования пользования недрами».
3. Постановление Правительства Российской Федерации от 3 марта 2010 г. N 118 г. Москва "Об утверждении Положения о подготовке, согласовании и утверждении технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых и иной проектной документации на выполнение работ, связанных с использованием участками недр, по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами».
Требования к структуре и оформлению проектной документации на разработку месторождений углеводородного сырья (Приказ Минприроды России от 8 июля 2010 г. N 254).
4. Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений (Приказ Минприроды России №61 от 21.03.2007 г) в части непротиворечающий Постановлению Правительства Российской Федерации от 3 марта 2010 г. N 118 г и приказа Минприроды России от 8 июля 2010 г. N 254).
5. Временный регламент оценки качества и приемки трехмерных цифровых геолого-гидродинамических моделей, представляемых пользователями недр в составе технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья на рассмотрение ЦКР Роснедр по УВС Принят на расширенном заседании ЦКР Роснедр по УВС от 19.04.2012 (протокол ЦКР Роснедр по УВС от 19.04.2012 № 5370) Вводится в действие с 01.07.2012)
6. «Правила охраны недр», утвержденные Постановлением от 6 июня 2003 года №71 Федерального горного промышленного надзора России (в редакции приказа Минприроды РФ от 30.06.2009 г. №183).
7. Лицензия и лицензионное соглашение

В соответствии со статьей 232 Закона Российской Федерации "О недрах" Положение о подготовке, согласовании и утверждении технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых и иной проектной документации на выполнение работ, связанных с использованием участками недр, по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами:

1. Устанавливает порядок подготовки, согласования и утверждения технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых и иной проектной документации на выполнение работ, связанных с использованием участками недр (далее - проектная документация), по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами.
2. Виды проектной документации, подлежащей согласованию) по углеводородному сырью - проект опытной (пробной) эксплуатации поисковой скважины, проект пробной эксплуатации единичных разведочных скважин, проект пробной эксплуатации месторождения (залежи), технологическая схема опытно-промышленной разработки месторождения (залежей или участков залежей), технологическая схема разработки месторождения, технологический проект разработки месторождения.

3. Основные требования к содержанию проектной документации в проектную документацию на разработку месторождений углеводородного сырья - в отношении:

- выделения эксплуатационных объектов;
- выбора способов и агентов воздействия на пласт;
- выбора системы размещения и плотности сеток добывающих и нагнетательных скважин (кроме одиночных поисковых и разведочных скважин);
- уровней, темпов добычи углеводородов и жидкости из пластов, закачки в них вытесняющих агентов;
- применения методов повышения степени извлечения и интенсификации добычи углеводородов, предупреждения осложнений при эксплуатации скважин и борьбы с ними, контроля и регулирования процессов разработки месторождений;
- способов и режимов эксплуатации скважин;
- показателей коэффициентов извлечения углеводородов, эксплуатации и использования фонда скважин;
- конструкции скважин и технологий производства буровых работ, методов вскрытия пластов и освоения скважин;
- мероприятий по обеспечению использования и утилизации попутного нефтяного газа.

4. Основные требования к содержанию проектной документации

В проектную документацию включаются:

а) мероприятия по безопасному ведению работ, связанных с использованием недрами;

б) мероприятия по рациональному использованию и охране недр;

в) мероприятия по обеспечению требований в области охраны окружающей среды и обеспечения экологической безопасности при пользовании недрами;

г) информация о сроках и условиях выполнения работ по консервации и (или) ликвидации горных выработок, скважин, иных подземных сооружений, а также рекультивации земель.

5. Порядок и сроки рассмотрения и согласования проектной документации

Для согласования проектной документации пользователь недр подает в Федеральное агентство по недропользованию или его территориальный орган заявление с указанием своих полного и сокращенного наименований, организационно-правовой формы и места нахождения, а также перечня прилагаемых к заявлению документов.

К заявлению пользователя недр прилагаются следующие документы:

- а) проектная документация (2 экземпляра на бумажном носителе и 2 экземпляра в электронном виде);
- б) копия предыдущего решения комиссии (если рассмотрение проектной документации проводится повторно);
- в) в случаях, предусмотренных законодательством Российской Федерации, копии заключений:
 - государственной экспертизы запасов;
 - государственной экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий;
 - государственной экологической экспертизы;
 - экспертизы промышленной безопасности;
- г) копия лицензии на пользование участком недр, в пределах которого находится месторождение полезного ископаемого или подземное сооружение, не связанное с добычей полезных ископаемых, со всеми приложениями и дополнениями к ней.

Копии документов, прилагаемых к заявлению, подписываются пользователем недр и скрепляются его печатью.

Представленные на согласование материалы рассматриваются Федеральным агентством по недропользованию или его территориальным органом на предмет соответствия требованиям, в течение 5 дней со дня их представления, после чего направляются на рассмотрение комиссии.

Материалы, не соответствующие установленным требованиям, возвращаются пользователю недр с указанием причин возврата в течение 7 дней со дня представления материалов.

В отношении материалов, касающихся разработки месторождений углеводородного сырья, Федеральное агентство по недропользованию или его территориальный орган одновременно с направлением на рассмотрение комиссии направляет в электронном виде в Министерство энергетики Российской Федерации следующую проектную документацию:

- технологическая схема опытно-промышленной разработки месторождения (залежей или участков залежей);
- технологическая схема разработки месторождения и дополнения к ней;
- технологический проект разработки месторождения и дополнения к нему.

Министерство энергетики Российской Федерации рассматривает проектную документацию в течение 7 дней со дня ее получения, после чего направляет в комиссию заключение о результатах рассмотрения, в том числе о рекомендуемом к согласованию варианте проектного решения.

Требования к структуре проекта опытной (пробной) эксплуатации поисковой скважины и проекта пробной эксплуатации единичных разведочных скважин

1. Проект опытной (пробной) эксплуатации поисковой скважины и проект пробной эксплуатации единичной разведочной скважины должен включать:
 - 1.1. Титульный лист.
 - 1.2. Список исполнителей.
 - 1.3. Содержание.
 - 1.4. Список таблиц.
 - 1.5. Список рисунков.
 - 1.6. Список табличных приложений.
 - 1.7. Список графических приложений.
 - 1.8. Введение:
 - 1.8.1. Общие сведения об участке недр;
 - 1.8.2. История геологического изучения участка;
 - 1.8.3. Краткие сведения о районе работ, его обустроенности.
 - 1.8.4. Основные цели составления представляемого проектного документа.
 - 1.9. Сведения о недропользователе.

1.10. Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов (объекта пробной эксплуатации).

1.10.1. Геофизические исследования скважин в процессе бурения.

1.10.2. Промыслово-геофизические исследования скважин.

1.10.3. Результаты опробования.

1.10.4. Оценка запасов углеводородов.

1.11. Конструкция скважины, ее техническое состояние и методы вскрытия пласта.

1.12. Техника и технология добычи углеводородного сырья:

1.12.1. Обоснование способов эксплуатации скважин и техники добычи углеводородов.

1.12.2. Обустройство скважины и транспортировка углеводородов.

1.12.3. Годовая производительность, объемы добычи.

1.13. Программа исследовательских работ.

1.14. Мероприятия по безопасному ведению работ, связанных с использованием недр.

1.15. Мероприятия по обеспечению требований в области охраны окружающей среды и обеспечения экологической безопасности при пользовании недрами.

1.16. Сроки и условия выполнения работ по консервации и (или) ликвидации скважины, а также рекультивации земель.

1.17. Заключение.

1.18. Табличные приложения.

1.19. Графические приложения.

Требования к структуре проекта пробной эксплуатации месторождения (залежи), технологической схемы опытно-промышленной разработки месторождения, залежей или участков залежей технологической схемы разработки и технологического проекта разработки

2. Проект пробной эксплуатации месторождения (залежи), технологическая схема опытно-промышленной разработки месторождения, залежей или участков залежей, технологическая схема разработки и технологический проект разработки должны включать:

2.1. Титульный лист.

2.2. Список исполнителей.

2.3. Содержание.

2.4. Список таблиц.

2.5. Список рисунков.

2.6. Список табличных приложений.

2.7. Список графических приложений.

2.8. Введение.

2.9. Общие сведения о месторождении и участке недр, предоставленном в пользование, включая информацию об иных видах полезных ископаемых, залегающих в пределах месторождения.

- 2.10. Геолого-физическая характеристика месторождения.
- 2.10.1. Геологическое строение месторождения и залежей.
- 2.10.2. Гидрогеологические и инженерно-геологические условия. Характеристика режима водонапорного бассейна.
- 2.10.3. Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов.
- 2.10.4. Свойства и состав пластовых флюидов.
- 2.10.5. Сводная геолого-физическая характеристика продуктивных пластов.
- 2.10.6. Запасы углеводородов.
- 2.10.7. Оценка исходной информации для проектирования.
- 2.11. Цифровые модели месторождения.
- 2.11.1. Цифровая геологическая модель месторождения.
- 2.11.2. Цифровая фильтрационная модель месторождения.
- 2.12. Состояние разработки месторождения.
- 2.12.1. Основные этапы проектирования разработки месторождения.
- 2.12.2. Характеристика текущего состояния разработки месторождения в целом.
- 2.12.3. Текущее состояние разработки эксплуатационного объекта.
- 2.12.4. Анализ выполнения решений предыдущего проектного документа.
- 2.12.5. Анализ выполнения программы исследовательских работ.
- 2.13. Проектирование разработки месторождения.
- 2.13.1. Обоснование выделения эксплуатационных объектов.
- 2.13.2. Обоснование вариантов разработки.
- 2.13.3. Обоснование агентов воздействия на пласты и способов поддержания пластового давления.
- 2.13.4. Обоснование выбора системы размещения и плотности сеток добывающих и нагнетательных скважин.
- 2.13.5. Технологические показатели разработки по вариантам.

- 2.14. Методы повышения извлечения и интенсификации добычи углеводородов.
 - 2.14.1. Анализ эффективности применяемых методов.
 - 2.14.2. Обоснование применения методов повышения извлечения и интенсификации добычи углеводородов.
 - 2.14.3. Программа применения методов на проектный период.
 - 2.14.4. Опытно-промышленные работы на месторождении.
- 2.15. Экономический анализ вариантов разработки.
 - 2.15.1. Экономические показатели.
 - 2.15.2. Оценка капитальных вложений, эксплуатационных и ликвидационных затрат.
 - 2.15.3. Налоговая система.
- 2.16. Техничко-экономический анализ вариантов разработки.
 - 2.16.1. Обоснование коэффициентов извлечения углеводородов.
 - 2.16.2. Техничко-экономическое обоснование выбора рекомендуемого варианта.
 - 2.16.3. Анализ чувствительности проекта.
- 2.17. Конструкция и технология бурения скважин, методы вскрытия и освоения пластов.
 - 2.17.1. Пространственное профилирование стволов скважин.
 - 2.17.2. Конструкции и крепление скважин.
 - 2.17.3. Требования к технологии бурения скважин и буровым растворам.
 - 2.17.4. Геофизические и геолого-технологические исследования в процессе бурения скважин.
 - 2.17.5. Методы вскрытия продуктивных пластов.
 - 2.17.6. Освоение добывающих и нагнетательных скважин.

2.18. Техника и технология добычи углеводородов.

2.18.1. Анализ и обоснование способов и режимов эксплуатации скважин и применяемого внутрискважинного оборудования.

2.18.2. Мероприятия по предупреждению осложнений при эксплуатации скважин и борьбы с ними.

2.18.3. Анализ и обоснование технологии и технических решений организации системы внутривнепромыслового сбора, подготовки и учета продукции.

2.18.4. Анализ, требования и рекомендации к системе поддержания пластового давления, подготовке закачиваемых рабочих агентов.

2.18.5. Обоснование геологических объектов и конструкции поглощающих скважин для утилизации попутно добываемых вод.

2.18.6. Варианты мероприятий по использованию и утилизации попутного нефтяного газа, в том числе для целей повышения нефтеотдачи (за исключением газовых и газоконденсатных месторождений).

2.18.7. Годовая производительность, объемы добычи.

2.19. Контроль и регулирование разработки месторождения.

2.19.1. Обоснование сети наблюдательных и пьезометрических скважин.

2.19.2. Состав и объем исследовательских работ по контролю за разработкой.

2.19.3. Рекомендации по регулированию разработки.

2.20. Программа доразведки и исследовательских работ.

2.20.1. Доразведка месторождения.

2.20.2. Отбор и исследование керна.

2.20.3. Промыслово-геофизические исследования скважин.

2.20.4. Промыслово-гидродинамические исследования скважин.

2.20.5. Физико-химические исследования пластовых флюидов.

- 2.21. Маркшейдерско-геодезические работы.
 - 2.21.1. Маркшейдерские работы при обеспечении буровых и добычных работ.
 - 2.21.2. Маркшейдерско-геодезические работы на земной поверхности.
 - 2.21.3. Маркшейдерская документация (исходная, исполнительная).
 - 2.21.4. Система наблюдений за геомеханическими, геодинамическими и другими процессами.
- 2.22. Мероприятия по безопасному ведению работ, связанных с пользованием недр.
- 2.23. Мероприятия по рациональному использованию и охране недр.
- 2.24. Мероприятия по обеспечению требований в области охраны окружающей среды и обеспечения экологической безопасности при пользовании недрами.
- 2.25. Сроки и условия выполнения работ по консервации и (или) ликвидации скважин, промысловых объектов, а также рекультивации земель.
- 2.26. Заключение.
 - 2.26.1. Характеристика рекомендуемого варианта разработки и достигаемые в результате его внедрения коэффициенты извлечения углеводородного сырья по эксплуатационным объектам.
 - 2.26.2. Оценка общих перспектив месторождения.
- 2.27. Список использованных источников.
- 2.28. Табличные приложения.
- 2.29. Графические приложения.
- 2.30. Реферат.
- 2.31. Техническое задание.

3. В случаях согласования проектной документации на добычу подземных вод (для технологического обеспечения водой) для собственных нужд в составе проектной документации на разработку месторождений углеводородного сырья в последнюю включается дополнительный раздел **"Обеспечение водоснабжения"**, содержащий следующие структурные элементы:

- Обоснование выбора источника водоснабжения;
- Расчет потребности в воде и обеспеченность ее запасами подземных вод;
- Требования к качеству воды;
- Проектируемая конструкция водозаборных скважин, способы бурения и опробование скважин;
- Рекомендации по эксплуатации водозабора;
- Программа гидрогеологических режимных наблюдений в процессе эксплуатации водозабора.

Общие требования к трехмерным цифровым геолого-гидродинамическим моделям месторождений УВС

1. Трехмерные цифровые геолого-гидродинамические модели месторождений УВС представляются в составе технических проектов разработки месторождений УВС в электронном виде.
2. В разделе "Цифровые модели месторождения" технических проектов разработки месторождений УВС в обязательном порядке должны быть приведены следующие сведения:
 - Название программных пакетов (симуляторов), с помощью которых созданы трехмерные цифровые геолого-гидродинамические модели.
 - Количество составленных (используемых) трехмерных цифровых геолого-гидродинамических моделей.
 - Трехмерные цифровые геолого-гидродинамические модели в обязательном порядке должны быть созданы для каждой залежи, числящейся на государственном балансе.
 - Распределение залежей УВС по моделям не должно вступать в противоречие с выделением объектов разработки. В случае моделирования нескольких объектов разработки в рамках одной модели необходимо предусмотреть возможность получения средних подсчетных параметров, запасов УВС и показателей разработки отдельно по каждому из объектов разработки/залежи УВС.

Требования к проектной документации на разработку месторождения, ведущуюся несколькими недропользователями. Закон «О недрах» не содержит запрета на возможность предоставления нескольких участков недр, включающих в себя части одного месторождения, в пользование разным недропользователям.

Действующее “Положение о порядке лицензирования пользования недрами” (далее – Положение), утвержденное Постановлением Верховного Совета РФ № 3314-1 от 15 июля 1992 г., более подробно рассматривает вопросы выдачи лицензий на право пользования недрами и содержит регулирование вопроса предоставления лицензий на разработку всего месторождения и его отдельных частей.

В соответствии с п. 6.3 Положения, лицензия на добычу полезного ископаемого может выдаваться на разработку всего месторождения или его отдельных частей. При этом допускается разработка одного месторождения полезного ископаемого разными пользователями недр с соблюдением следующих условий:

- указанные пользователи должны проводить разработку месторождения по согласованной технологической схеме;

- согласованная технологическая схема должна исключать нерациональное использование недр;

- указанные пользователи недр должны принять решение о назначении координатора, которому будет доверено осуществлять координацию действий пользователей недр на данном месторождении:

- решение о назначении координатора и фиксация данного условия в лицензиях устанавливается в Положении, т.е. координация действий пользователей недр возлагается по их решению (недропользователей) на одно из предприятий, которому другие предприятия доверяют исполнение функций координатора;
- законодательством не установлены обязательные требования к оформлению указанного решения, также не закреплены его форма и обязанность недропользователей информировать лицензирующие органы о принятом решении;
- не исключена возможность заключения отдельного гражданско-правового договора между несколькими владельцами лицензий, по условиям которого на одного из недропользователей может быть возложена функция координатора.

Сложившаяся практика свидетельствует о том, что в указанных случаях недропользователи составляют протокол, в котором приводятся согласованные данные для подготовки единой технологической схемы, определяется проектная организация, ответственная за составление такой схемы, и определяется лицо, которое будет представлять указанную схему в ЦКР Роснедр по УВС.

Лицензирующие органы обязаны зафиксировать принятое решение о назначении координатора в качестве "условия" в соответствующих лицензиях на право пользования недрами.

По Закону «О недрах» данное условие не включено в перечень обязательных условий лицензии на право пользования недрами. Однако лицензия может дополняться иными условиями, не противоречащими Закону «О недрах» (ст. 12). В тех случаях, когда условие о назначении координатора не включено в лицензию при ее выдаче, оно может быть дополнительно установлено в лицензии при согласии пользователей недр и органов, предоставивших лицензию, либо в случаях, установленных законодательством.

Таким образом, после принятия соответствующего решения о назначении координатора недропользователи могут совместно обратиться в лицензирующие органы с требованием внести соответствующее условие о назначении координатора в лицензию.

В свою очередь, после принятия решения о назначении координатора лицензирующие органы будут не только вправе, но и обязаны включить такое дополнительное условие в индивидуальные лицензии каждого из недропользователей.

Требования к разработке месторождений нефти и газа

Категории скважин

Скважины, бурящиеся на месторождениях нефти и газа для реализации проектных решений по разработке месторождения, относятся к категории эксплуатационных и включают добывающие, нагнетательные, контрольные (наблюдательные и пьезометрические) и специальные (водозаборные, поглощающие и другие скважины).

Скважины, бурящиеся на месторождениях для уточнения запасов нефти и газа и сбора необходимых для проектирования разработки исходных данных, относятся к категории разведочных.

Выбор конструкции, оборудования, количество, размещение, очередность бурения, порядок ввода в эксплуатацию и вывода из эксплуатации, пробной эксплуатации, назначение скважин всех категорий, перевод их из одной категории в другую, объем проводимых в скважинах исследований, а также иные параметры, способы и режимы определяются проектной документацией.

ППЭ ТСОПР

На крупных месторождениях (залежах) нефти и газа с целью уточнения геофизических, добывных и других характеристик коллекторов и насыщающих их флюидов допускается выделение участков (эксплуатационных объектов) для проведения пробной эксплуатации, а для уточнения целесообразности применения технологий, ранее не применявшихся на месторождениях (залежах) - аналогах, допускается выделение участков (эксплуатационных объектов) для проведения опытно-промышленной разработки. Период пробной эксплуатации не превышает трех лет, а опытно-промышленной разработки не превышает пяти лет.

Характер и объемы исследований, объемы добычи, порядок и сроки производства работ при пробной эксплуатации и опытно-промышленной разработке эксплуатационного объекта обосновываются проектной документацией и устанавливаются годовыми программами работ.

При пробной эксплуатации и опытно-промышленной разработке обеспечивается сохранность и качество запасов всего месторождения.

Учет фонда скважин

Пользователем недр ведется в установленном порядке учет фонда скважин. Пробуренный фонд включает добывающие, нагнетательные, контрольные, специальные, разведочные, ликвидированные и законсервированные скважины.

Эксплуатационный фонд скважин включает добывающие, нагнетательные и специальные скважины, за вычетом законсервированных и ликвидированных, и подразделяется на действующий фонд, бездействующий фонд и фонд скважин, находящихся в освоении.

К действующему фонду скважин относятся скважины, дававшие продукцию (находившиеся под закачкой) в последнем месяце учитываемого периода независимо от числа дней их работы в этом месяце. В действующем фонде выделяются дающие продукцию (находящиеся под закачкой) скважины и остановленные по состоянию на конец месяца скважины из числа дававших продукцию (находившихся под закачкой) в этом месяце.

К бездействующему фонду относятся скважины, не дававшие продукцию (не находившиеся под закачкой) в последнем месяце учитываемого периода. В бездействующем фонде отдельно учитываются скважины, остановленные в текущем году и до начала года.

В целях предотвращения разбалансирования реализуемой системы разработки не допускается остановка и вывод в бездействующий фонд скважин по причине низкого дебита или высокой обводненности, если уровень обводнения ниже предельного уровня, предусмотренного проектной документацией. Бездействующий фонд скважин может составлять не более 10% от эксплуатационного фонда.

Бурение заканчивание скважин

К скважинам, находящимся в освоении и ожидании освоения после бурения, относятся скважины, завершённые строительством и не давшие продукцию (не находившиеся под закачкой). В фонде освоения скважин отдельно учитываются скважины, включённые в него в текущем году.

Проектом на строительство скважины обосновывается качественное вскрытие продуктивных пластов, крепление и надёжность скважины, выполнение проектных решений, а также способ проходки, параметры бурового раствора, технологические параметры и режимы бурения, геофизические исследования и другие параметры, позволяющие обеспечить качественное вскрытие продуктивного пласта.

Строительство скважины осуществляется с проведением комплекса маркшейдерских и геофизических работ, обеспечивающих соответствие фактических точек размещения устья и забоя скважины их проектным положениям.

При вскрытии продуктивного пласта при бурении обеспечивается максимально возможное сохранение естественного состояния призабойной зоны, предотвращающее её загрязнение, разрушение.

Конструкция эксплуатационных скважин выбирается исходя из обеспечения реализации проектных способов и режимов эксплуатации скважин, создания необходимых депрессий и регрессий на пласт.

Конструкция обсадных колонн эксплуатационных скважин выбирается исходя из обеспечения монтажа, демонтажа и длительной эксплуатации скважинного оборудования, установки клапанов-отсекателей, пакерующих и других устройств. Не допускается уменьшение внутреннего диаметра эксплуатационной колонны снизу вверх.

При цементировании обсадных колонн обеспечивается:

- надежное разобщение нефтяных, газовых и водяных пластов, исключая циркуляцию нефти, газа и воды в закопанном пространстве;
- проектная высота подъема тампонажного раствора;
- надежность цементного камня за обсадными трубами, его устойчивость к разрушающему воздействию пластовых жидкостей, механических и температурных нагрузок;
- создание проектных депрессий и регрессий на пласт без нарушения целостности цементного камня;
- предотвращение проникновения твердой и жидкой фаз цементного раствора в продуктивный пласт.

Качество цементирования колонны проверяется геофизическими исследованиями и испытанием на герметичность.

Освоение скважины включает вызов притока жидкости (газа) из пласта или опробование закачкой в него рабочего агента в соответствии с ожидаемой продуктивностью (приемистостью) пласта.

При освоении скважины обеспечивается сохранение целостности скелета пласта в призабойной зоне и цементного камня за эксплуатационной колонной, а также реализация мероприятий по предотвращению деформации эксплуатационной колонны, прорывов пластовых вод, газа из газовой шапки, открытых нефтегазопроявлений, снижения проницаемости призабойной зоны, загрязнения окружающей среды и других негативных явлений.

Ремонт скважин

К текущему ремонту скважины относятся работы, связанные с переводом скважин с одного способа эксплуатации на другой с обеспечением заданного технологического режима работы оборудования, изменением режимов работы и сменой оборудования, очисткой ствола скважины и подъемных труб от песка, парафина, солей и иных отложений и др.

К капитальному ремонту скважины относятся работы, связанные с изменением эксплуатационного объекта, креплением рыхлых коллекторов, восстановлением герметичности цементного камня, обсадной колонны и устранением ее деформаций, зарезкой второго ствола, ограничением притоков пластовых, закачиваемых вод и вод из пластов-обводнителей, с ловильными и другими сложными работами в стволе скважины.

При производстве ремонтных работ в скважине не допускается применения рабочих жидкостей, снижающих проницаемость призабойной зоны пласта.

Оборудование устья и ствола скважины, плотность рабочих жидкостей выбираются исходя из предупреждения открытых нефтегазоводопроявлений.

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

Регулирование процесса разработки залежей нефти и газа включает целенаправленное создание, поддержание и изменение условий, обеспечивающих рациональную разработку продуктивных пластов и оптимальных уровней извлечения нефти и газа в соответствии с принятыми проектными решениями.

Планирование и реализация методов и мероприятий регулирования процесса разработки осуществляются при составлении годовой программы работ.

Уровни добычи нефти

Уровень годовой добычи нефти и газа определяется проектным документом на разработку месторождения.

Уровни добычи для проектов пробной эксплуатации и опытно-промышленной разработки устанавливаются в соответствии с фактически достигаемыми.

Допускаются отклонения фактической годовой добычи нефти и газа от проектной в соответствии с приложением к настоящим Правилам (п . 111 в ред. Приказа Минприроды РФ от 30.06.2009 N 183)

ДОПУСТИМЫЕ ОТКЛОНЕНИЯ ФАКТИЧЕСКОЙ ГОДОВОЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА ОТ ПРОЕКТНОЙ (введены Приказом Минприроды РФ от 30.06.2009 г. N 183)

Проектная годовая добыча нефти и газа	Допустимое отклонение фактической годовой добычи от проектной, %
Добыча нефти, млн.т.	
до 0,025	50,0
от 0,025 до 0,05	40,0
от 0,05 до 0,10	30,0
от 0,10 до 1,0	27,0
от 1,0 до 5,0	20,0
от 5,0 до 10,0	15,0
от 10,0 до 15,0	12,0
от 15,0 до 20,0	10,0
от 20,0 до 25,0	8,5
свыше 25,0	7,5
Добыча газа	20,0

Технологические режимы работы скважин

Технологический режим работы добывающих скважин обеспечивает регулирование процесса разработки и характеризуется параметрами:

(в ред. Приказа Минприроды РФ от 30.06.2009 N 183)

- пластовым, забойным и устьевым давлениями;
- дебитом жидкости (газа), обводненностью продукции, газовым фактором (выходом конденсата) и количеством механических примесей в продукции;
- типоразмерами установленного эксплуатационного оборудования, режимами и временем его работы и др.

Для наблюдения за технологическим режимом работы добывающей скважины устанавливается контрольно-измерительная аппаратура и устройства для отбора устьевых проб добываемой продукции. Обязка скважины принимается исходя из условий проведения комплекса исследований (индивидуальный замер дебита жидкости и газа, обводненности, устьевого давления, расхода рабочих агентов, эхометрирование, динамометрирование, спуск глубинных приборов и др.).

Эксплуатация скважин, не оборудованных для указанных исследований, не допускается.

Одновременно раздельная эксплуатация нескольких эксплуатационных объектов одной скважиной допускается при наличии сменного внутрискважинного оборудования, обеспечивающего возможность реализации раздельного учета добываемой продукции, промысловых исследований каждого пласта раздельно и проведения безопасного ремонта скважин с учетом различия давлений и свойств пластовых флюидов.

Системы воздействия на пласт

Воздействие на залежь нефти и газа включает комплекс технологических и технических мероприятий, направленных на реализацию проектных решений, создание благоприятных условий для вытеснения нефти и газа из пород коллекторов к забоям добывающих скважин с целью интенсификации добычи и увеличения уровня извлечения нефти и газа из пластов, устанавливаемых в годовой программе работ. Выбор метода воздействия, технология его осуществления, а также мероприятия по контролю и регулированию этих процессов обосновываются в проектной документации. Учет закачки на эксплуатационном объекте вытесняющих агентов и добычи нефти и газа за счет применения методов воздействия ведется по каждому применяемому методу.

Воздействие на призабойную зону пласта (химическое, физическое, термическое) обеспечивает изменение фильтрационных характеристик вскрытых пластов или физико-химических свойств насыщающих их жидкостей в непосредственной близости от скважины с целью повышения или восстановления продуктивности (приемистости) скважин и улучшения охвата пластов воздействием.

Система поддержания пластового давления

Система поддержания пластового давления реализуется в соответствии с проектной документацией и включает:

- закачку рабочего агента в продуктивные пласты и обеспечение давления его нагнетания по скважинам, участкам, эксплуатационным объектам;
- подготовку рабочего агента (по составу, физико-химическим свойствам, содержанию мехпримесей, кислорода, сероводорода и микроорганизмов);
- замеры рабочего давления и приемистости каждой скважины и периодический контроль качества рабочего агента.

Физико-химические свойства рабочего агента, закачиваемого в пласт, выбираются исходя из обеспечения продолжительной устойчивой приемистости пласта и высокой отмывающей способности рабочего агента, сохранения или улучшения начальных свойств нефти и газа.

При закачке в пласты сточных вод или других коррозионно-агрессивных рабочих агентов обсадные колонны скважин и другое эксплуатационное оборудование защищается ингибиторами или коррозионно-стойким покрытием.

При закачке в продуктивные пласты растворов химических реагентов не допускается образование твердых осадков и других непроницаемых экранов, если такое создание не предусмотрено проектной документацией.

Конструкция нагнетательной скважины выбирается исходя из обеспечения надежного разобщения пластов и объектов разработки и возможности проведения ремонтных работ и исследований.

Технологический режим работы нагнетательной скважины характеризуется параметрами и:

- пластовым, забойным и устьевым давлениями;
- приемистостью скважины и количеством механических примесей и нефти в закачиваемом агенте;
- типоразмерами установленного внутрискважинного оборудования, режимами и временем его работы и др .

Объемы работ по поддержанию пластового давления устанавливаются в годовой программе работ.