МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ СССР

ПРАВИЛА

РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОНЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Москва — 1987

gost.e-ecolog.ru

СОГЛАСОВАНЫ

Госгортехнадзором СССР
(постановление от 18.10.84 № 52)
Министерством геологии СССР
(письмо от 23.10.84 РС-04/65-6502)
Министерством газовой
промышленности СССР
(письмо от 12.09.84 ВТ-708)

УТВЕРЖДЕНЫ

Коллегией Министерства
нефтяной промышленности СССР
(протокол от 15 октября 1984 г.
№ 44 п. IV)

ПРАВИЛА

РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОНЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Москва — 1987

Правила составлены Всесоюзным нефтегазовым научно-исследовательским институтом с участием научно-исследовательских и проектных институтов Министерства нефтяной промышленности СССР. В подготовке Правил участвовали ведущие специалисты Министерства нефтяной промышленности СССР, Госгортехнадзора СССР, Министерства газовой промышленности СССР, Министерства геологии СССР.

ПРЕДИСЛОВИЕ

Настоящие Правила разработки нефтяных и газонефтяных месторождений являются практическим руководством для работников геологоразведочных, буровых и нефтегазодобывающих предприятий, научно-исследовательских и проектных институтов, органов Госгортехнадзора и других организаций при проведении работ, связанных с разведкой, подсчетом запасов нефти и газа, проектированием разработки и обустройства, разбуриванием и разработкой нефтяных и нефтегазовых месторождений, со строительством и эксплуатацией скважин и других промысловых сооружений.

В Правилах сформулированы современные нормы и требования к разведке, подсчету запасов и промышленной разработке нефтяных и газонефтяных месторождений, к строительству, технологии и технике эксплуатации скважин и других промысловых сооружений, охране недр и окружающей среды, технике безопасности при проведении этих работ. Они составлены с учетом требований основ законодательства Союза ССР и союзных республик о недрах, основ законодательства Союза ССР о земле, основ водного законодательства Союза ССР и союзных республик, постановлений ЦК КПСС и Совета Министров СССР по охране природы и улучшению использования природных ресурсов, действующих инструкций и положений по указанным вопросам.

Соблюдение настоящих Правил обязательно, независимо от ведомственной подчиненности, для всех организаций, осуществляющих разведку, подсчет запасов, проектирование разработки и обустройства, разбуривание и разработку нефтяных и газонефтяных месторождений (в том числе и морских), строительство и эксплуатацию скважин и других промысловых сооружений.

С утверждением настоящих Правил ранее действовавшие «Правила разработки нефтяных месторождений и эксплуатации скважин», утвержденные 25 октября 1983 г. Государственным комитетом химической и нефтяной промышленности при Госплане СССР, утрачивают силу.

1. ПОДГОТОВКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ К РАЗРАБОТКЕ

1. Нефтяная залежь, нефтяное месторождение

1.1.1. Под залежью нефти и горючих газов понимается естественное скопление жидких и газообразных углеводородов, приуроченное к одному или нескольким пластам-коллекторам с единой гидродинамической системой.

1.1.2. По начальному фазовому состоянию и составу основных углеводородных соединений в недрах залежи подразделяются на однофазные и двухфазные.

К однофазным залежам относятся:

а) нефтяные залежи, приуроченные к пластам-коллекторам, содержащим нефть, насыщенную в различной степени газом;

б) газовые или газоконденсатные залежи, приуроченные к пластам-коллекторам, содержащим газ или газ с углеводородным конденсатом.

К двухфазным залежам относятся залежи, приуроченные к пластам-коллекторам, содержащим нефть с растворенным газом и свободный газ над нефтью (нефтяная залежь с газовой шапкой или газовая залежь с нефтяной оторочкой). В отдельных случаях свободный газ таких залежей может содержать углеводородный конденсат. По отношению объема нефтенасыщенной части залежи к объему всей залежи ($\overline{V}_н = \frac{V_н}{V_н + V_г}$) двухфазные залежи подразделяются на:

а) нефтяные с газовой или газоконденсатной шапкой ($\overline{V}_н > 0{,}75$);

б) газо- или газоконденсатнонефтяные ($0{,}50 < \overline{V}_н \leqslant 0{,}75$);

в) нефтегазовые или нефтегазоконденсатные ($0{,}25 < \overline{V}_н \leqslant 0{,}50$);

г) газовые или газоконденсатные с нефтяной оторочкой ($\overline{V}_н \leqslant 0{,}25$).

В зависимости от того, какие запасы превалируют, основным эксплуатационным объектом в двухфазных залежах считается газонасыщенная или нефтенасыщенная часть.

1.1.3. Нефтяным (нефтяным с газовой или газоконденсатной шапкой, газонефтяным, газоконденсатнонефтяным, нефтегазовым, нефтегазоконденсатным) месторождением называется совокупность приуроченных к единому структурному элементу залежей, связанных общим участком земной поверхности.

1.1.4. По сложности строения месторождения (залежи) подразделяются на:

— простого строения, приуроченные к тектонически ненарушенным или слабонарушенным структурам, продуктивные пласты которых характеризуются выдержанностью толщин и коллекторских свойств по площади и разрезу;

— сложного строения, характеризующиеся невыдержанностью толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов по площади и разрезу или наличием литологических замещений или тектонических нарушений, делящих единые залежи на отдельные блоки;

— очень сложного строения, характеризующиеся как наличием литологических замещений или тектонических нарушений, делящих залежь на отдельные блоки, так и невыдержанностью толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов в пределах этих блоков. К категориям сложного и очень сложного строения следует также относить газонефтяные и нефтегазовые залежи, в которых нефть в подгазовых зонах подстилается подошвенной водой, нефть содержится в тонких оторочках неоднородных пластов.

1.1.5. По величине извлекаемых запасов нефти и балансовых запасов газа нефтяные и нефтегазовые месторождения подразделяются на:

— уникальные, содержащие более 300 млн. т нефти или более 500 млрд. куб. метров газа;

— крупные, содержащие от 30 до 300 млн. т нефти или от 30 до 500 млрд. куб. метров газа;

— средние, содержащие от 10 до 30 млн. т нефти или от 10 до 30 млрд. куб. метров газа;

— мелкие, содержащие менее 10 млн. т нефти или менее 10 млрд. куб. метров газа.

1.2. Категории скважин

1.2.1. По назначению скважины подразделяются на следующие категории: поисковые, разведочные, эксплуатационные.

1.2.2. Поисковыми называются скважины, бурящиеся для поисков новых залежей нефти и газа.

1.2.3. Разведочными называются скважины, бурящиеся на площадях с установленной промышленной нефтегазоносностью с це-

---

* Далее по тексту кроме случаев, где это специально оговорено, вместо «нефтяное, газонефтяное, газонефтеконденсатное, нефтегазовое или нефтегазоконденсатное» месторождение (залежь), для сокращения используется только «нефтяное» месторождение (залежь).

лью подготовки запасов нефти и газа промышленных категорий в необходимом соотношении и сбора исходных данных для составления проекта (схемы) разработки залежи (месторождения).

1.2.4. При проектировании и разработке нефтяных месторождений выделяются следующие группы эксплуатационных скважин.

— основной фонд добывающих и нагнетательных скважин;

— резервный фонд скважин;

— контрольные (наблюдательные и пьезометрические) скважины;

— оценочные скважины;

— специальные (водозаборные, поглощающие и др.) скважины;

— скважины-дублеры.

1.2.5. Добывающие (нефтяные и газовые) скважины предназначены для извлечения из залежи нефти, нефтяного и природного газа, газоконденсата и других сопутствующих компонентов.

В зависимости от способа подъема жидкости добывающие скважины подразделяются на фонтанные, газлифтные и насосные.

1.2.6. Нагнетательные скважины предназначены для воздействия на продуктивные пласты путем нагнетания в них воды, газа, пара и других рабочих агентов. В соответствии с принятой системой воздействия нагнетательные скважины могут быть законтурными, приконтурными и внутриконтурными. В процессе разработки в число нагнетательных скважин в целях переноса нагнетания, создания дополнительных и развития существующих линий разрезания, организации очагового заводнения могут переводиться добывающие скважины. Конструкция этих скважин в совокупности с применяемым оборудованием должны обеспечить безопасность процесса нагнетания, соблюдение требований по охране недр.

Часть нагнетательных скважин может временно использоваться в качестве добывающих.

1.2.7. Резервный фонд скважин предусматривается с целью вовлечения в разработку отдельных линз, зон выклинивания и застойных зон, которые не вовлекаются в разработку скважинами основного фонда в пределах контура их размещения. Количество резервных скважин обосновывается в проектных документах с учетом характера и степени неоднородности продуктивных пластов (их прерывистости), плотности сетки скважин основного фонда и т. д.

1.2.8. Контрольные (наблюдательные и пьезометрические) скважины предназначаются:

а) наблюдательные — для периодического наблюдения за изменением положения водонефтяного, газонефтяного и газоводяного контактов, за изменением нефтеводогазонасыщенности пласта в процессе разработки залежи;

б) пьезометрические — для систематического измерения пластового давления в законтурной области, в газовой шапке и в нефтяной зоне пласта.

Количество и местоположение контрольных скважин определяется в проектных документах на разработку.

1.2.9. Оценочные скважины бурятся на разрабатываемых или подготавливаемых к пробной эксплуатации месторождениях (залежах) с целью уточнения параметров и режима работы пластов, выявления и уточнения границ обособленных продуктивных полей, оценки выработки запасов нефти отдельных участков залежи в пределах контура запасов категории $A+B+C_1$.

1.2.10. Специальные скважины предназначаются для добычи технической воды, сброса промысловых вод, подземного хранения газа, ликвидации открытых фонтанов.

Водозаборные скважины предназначаются для водоснабжения при бурении скважин, а также систем поддержания пластового давления в процессе разработки.

Поглощающие скважины предназначены для закачки промысловых вод с разрабатываемых месторождений в поглощающие пласты.

1.2.11. Скважины-дублеры предусматриваются для замены фактически ликвидированных из-за старения (физического износа) или по техническим причинам (в результате аварий при эксплуатации) добывающих и нагнетательных скважин. Количество, размещение и порядок ввода скважин-дублеров по представлению нефтегазодобывающих управлений обосновывается технико-экономическими расчетами в проектах и уточненных проектах разработки и как исключение в технологических схемах с учетом возможной добычи нефти из скважин-дублеров, на многопластовых месторождениях— с учетом возможного использования вместо них скважин возвратного* фонда с нижележащих объектов.

1.2.12. Кроме вышеперечисленных на балансе нефтегазодобывающих предприятий могут числиться законсервированные скважины.

К законсервированным относятся скважины, не функционирующие в связи с нецелесообразностью или невозможностью их эксплуатации (независимо от их назначения), консервация которых оформлена в соответствии с действующими положениями.

1.2.13. Эксплуатационный фонд скважин подразделяется на скважины, находящиеся в эксплуатации (действующие), находя-

---

* Примечание: Возвратными считаются скважины эксплуатационного фонда нижнего объекта, используемые для разработки (доработки) верхних объектов в зонах их совмещения.

щиеся в капитальном ремонте после эксплуатации и ожидании капремонта, находящиеся в обустройстве и освоении после бурения.

К находящимся в эксплуатации (действующим) скважинам относятся скважины, добывающие продукцию в последнем месяце отчетного периода независимо от числа дней их работы в этом месяце.

В фонде находящихся в эксплуатации (действующих) скважин выделяются скважины, дающие продукцию, скважины, остановленные в целях регулирования разработки или экспериментальных работ, а также скважины, находящиеся в планово-профилактическом обслуживании (простаивающие остановленные в последнем месяце отчетного периода из числа давших добычу в этом месяце).

К находящимся в капитальном ремонте после эксплуатации относятся выбывшие из действующих скважин, на которых на конец отчетного месяца проводились работы по ремонту. К скважинам, находящимся в ожидании капремонта, относятся скважины, которые простаивали в течение календарного месяца.

К скважинам, находящимся в обустройстве и освоении после бурения, относятся скважины, принятые на баланс нефтегазодобывающего управления после завершения их строительства и находящиеся в данном календарном месяце в освоении или в обустройстве.

Отнесение скважин к той или иной категории производится в соответствии с действующими инструкциями и положениями.

1.3. Основные требования, предъявляемые к разведке нефтяных месторождений

1.3.1. Перед разведкой нефтяного месторождения или отдельной залежи следует понимать комплекс работ, включающих бурение по определенной системе оптимального числа разведочных скважин, их испытание и пробную эксплуатацию, проведение на них промыслово-геофизических и гидродинамических исследований, лабораторные исследования отобранных из них керна и пластовых флюидов в целях подготовки запасов нефти категорий C_1+C_2 в соотношениях, необходимых для составления технологической схемы разработки.

В процессе разведки должны быть установлены тип залежи, условия залегания нефти и газа, положения контуров нефтегазоносности, геолого-физические и фильтрационные характеристики продуктивных пластов, состав и свойства флюидов, получены данные о гидродинамическом режиме месторождения (залежи).

1.3.2. Разведочные работы и подсчет запасов нефти, горючих газов и конденсата осуществляются производственными геологоразведочными или нефтегазодобывающими и научно-исследовательскими организациями в соответствии с действующими положениями и инструкциями.

1.3.3. Основными документами, на основании которых проводятся разведочные работы, являются проекты разведки отдельных площадей (районов) и месторождений, составляемые и утверждаемые в установленном порядке.

1.3.4. В проекте разведки должны быть обоснованы:

а) конкретные задачи, плотность сетки и система размещения разведочных скважин, их проектные глубины и конструкции, способы и последовательность бурения;

б) интервалы отбора керна (с применением, в необходимых случаях, малофильтруемых буровых растворов), испытания на приток продуктивных пластов;

в) порядок опробования и испытания нефтегазоносных горизонтов в процессе бурения;

г) комплекс геофизических и гидродинамических исследований скважин, лабораторных исследований керна и пластовых флюидов;

д) мероприятия по охране недр и окружающей среды при бурении, испытании и пробной эксплуатации разведочных скважин;

е) объемы и сроки обустройства площадей для разведочного бурения (подъездные дороги, водоснабжение, базы снабжения и др.);

ж) примерная стоимость и ожидаемая эффективность разведочных работ;

з) для нефтегазовых, газонефтяных и нефтегазоконденсатных залежей система размещения разведочных скважин и расстояния между ними обосновываются с учетом необходимости обязательного определения промышленной ценности нефтяной и газовой части этих залежей;

и) конструкции разведочных скважин на площадях с выявленной нефтегазоносностью должны согласовываться с нефтегазодобывающими предприятиями.

1.3.5. Для каждого имеющего промышленное значение нефтяного месторождения (залежи) по данным разведочного бурения, геологических, геофизических и лабораторных исследований, испытаний и исследований скважин в процессе разведки должны быть установлены:

— литолого-стратиграфический разрез, положение в этом разрезе нефтегазонасыщенных продуктивных пластов и непроницаемых разделов, основные закономерности в литологической измен-

чивости продуктивных горизонтов месторождения по площади и по разрезу;

— гипсометрическое положение контактов газ-нефть-вода в разных частях залежей, форма и размеры залежей;

— общая, эффективная и нефтегазонасыщенная толщина продуктивных пластов, их изменения в пределах контуров нефтеносности;

— тип, минеральный и гранулометрический состав, пористость, трещиноватость (кавернозность), проницаемость, карбонатность и глинистость пород продуктивных пластов;

— характеристика пород-покрышек (вещественный состав, пористость, проницаемость и др.);

— начальные значения нефтегазонасыщенностей пород-коллекторов, характер их изменения по площади и разрезу продуктивных пластов;

— значения начальных пластовых давлений и температур всех продуктивных пластов;

— гидрогеологические условия и режимы залежей, геокриологические условия месторождения и прилежащих районов (при разведке в районах распространения многолетнемерзлых пород);

— физико-химические свойства пластовой нефти по данным контактного и дифференциального разгазирования до стандартных условий (давление насыщения нефти газом, газосодержание, плотность, вязкость, объемный коэффициент и сжимаемость в пластовых условиях, коэффициент усадки);

— физико-химические свойства нефти, разгазированной до стандартных условий (плотность, кинематическая вязкость, молекулярная масса, температуры начала кипения и начала застывания, температура насыщения нефти парафином, процентное содержание парафинов, асфальтенов, селикагелевых смол, серы, фракционный и компонентный составы);

— физико-химические свойства газа в стандартных условиях (компонентный состав, плотность по воздуху, сжимаемость);

— физико-химические свойства конденсата (усадка сырого конденсата, количество газа дегазации, плотность, молекулярная масса, начало и конец кипения стабильного конденсата, компонентный и фракционный составы, содержание парафинов, серы, смол);

— физико-химические свойства пластовых вод (плотность, вязкость, ионный состав и др.);

— дебиты нефти, газа и воды в зависимости от забойных давлений, коэффициенты продуктивности скважин;

— смачиваемость (гидрофильность, гидрофобность) пород-коллекторов продуктивных пластов, значения насыщенности связанной водой, остаточной нефтенасыщенности при вытеснении нефти водой

и газом, соответствующие им значения относительных фазовых проницаемостей для нефти, газа и воды;

— зависимости относительных фазовых проницаемостей и капиллярного давления от водонасыщенности пород-коллекторов продуктивных пластов;

— средние значения коэффициентов теплопроводности, удельного теплового сопротивления, удельной теплоемкости пород и насыщающих их жидкостей*;

— запасы нефти, нефтяного и природного газа, конденсата и сопутствующих ценных компонентов по категориям C_1+C_2 в соотношениях, удовлетворяющих требованиям действующей «Классификации запасов» и инструкции по ее применению.

1.3.6. Требования к методике проведения, объемам геолого-разведочных работ, изученности параметров и запасов месторождений (залежей), подготовленных к разработке, регламентируются действующими «Классификацией запасов...», «Инструкцией по применению классификации...», «Инструкцией о содержании, оформлении и порядке представления в ГКЗ СССР материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов», «Инструкцией о порядке составления, содержания и оформлении материалов по ТЭО коэффициентов извлечения нефти из недр...», «Положением о порядке передачи разведанных месторождений полезных ископаемых для промышленного освоения».

1.4. Геолого-промысловые исследования, опробование, испытание и пробная эксплуатация разведочных скважин

1.4.1. С целью получения данных, необходимых для подсчета запасов и составления технологических схем разработки, при разведке месторождений по каждой разведочной скважине должен проводиться комплекс исследовательских работ по изучению разреза пород, слагающих месторождение, опробованию и испытанию всех вскрытых продуктивных (нефтегазоносных) пластов.

1.4.2. Виды исследовательских работ по разведочным скважинам (отбор и лабораторные исследования шлама, керна, глубинных и поверхностных проб пластовых флюидов, промыслово-геофизические и газогидродинамические исследования скважин и т. п.), объемы и порядок проведения определяются проектом разведки месторождения, групповыми или индивидуальными техническими проектами на строительство скважин в соответствии с требования-

* Для залежей с нефтями повышенной вязкости, по которым могут быть рассмотрены варианты разработки с применением теплофизических и термохимических методов воздействия на пласт.

ми действующих инструкций согласно п. 1.3.6. настоящих «Правил...».

1.4.3. Интервалы отбора керна, опробований и испытаний, геофизических и гидродинамических исследований (с указанием их видов) в каждой разведочной скважине устанавливаются геолого-техническим нарядом.

1.4.4. Под опробованием вскрытых пластов следует понимать установление их нефтегазонасыщенности путем непосредственного отбора проб, содержащихся в них жидкостей и газов, изучения количественного и качественного состава последних.

Отбор проб осуществляется в процессе бурения скважин с помощью опробователей на каротажном кабеле или испытателей пласта на трубах.

1.4.5. Под испытанием разведочных скважин следует понимать комплекс работ, проводимых с целью установления:

— начальных пластовых давлений и температур;

— начальных положений водонефтяных и газонефтяных контактов;

— продуктивной характеристики пластов;

— геолого-физических характеристик продуктивных пластов;

— состава и физико-химических свойств пластовых флюидов.

1.4.6. Под пробной эксплуатацией разведочных скважин понимается комплекс работ, проводимых с целью уточнения добывных возможностей скважин, состава и физико-химических свойств пластовых флюидов, эксплуатационной характеристики пластов (коэффициенты продуктивности, максимально возможные дебиты скважин, приемистость по воде и т. п.).

Необходимость проведения пробной эксплуатации разведочных скважин определяется совместно разведочными и добывающими предприятиями. Пробная эксплуатация разведочных скважин осуществляется по индивидуальным планам и программам, составляемым разведочными и добывающими организациями. Планы пробной эксплуатации подлежат согласованию с местными органами Госгортехнадзора СССР.

1.4.7. Передача скважин в эксплуатацию без проведения работ, указанных в п.п. 1.4.4.—1.4.5, запрещается.

При испытании и пробной эксплуатации разведочных скважин должен быть обеспечен отбор и использование нефти. Загрязнение территории, леса, рек, водоемов нефтью запрещается.

1.4.8. Вопросы использования разведочных скважин, оказавшихся за пределами контуров нефтегазоносности, решаются разведочным предприятием по согласованию с нефтедобывающим предприятием, проектной организацией и органами Госгортехнадзора СССР.

1.5. Пробная эксплуатация нефтяных залежей

1.5.1. На месторождениях, разведка которых незавершена, а также на сложно-построенных залежах (независимо от утверждения запасов в ГКЗ СССР), в случае необходимости получения дополнительной информации для подсчета и экономической оценки запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них ценных компонентов, определения возможности и целесообразности поддержания пластового давления, других исходных данных, требуемых для составления технологической схемы разработки, может проводиться пробная эксплуатация залежей или представительных их участков.

1.5.2. Под пробной эксплуатацией залежей или их отдельных участков следует понимать временную (сроком не более 3 лет) эксплуатацию разведочных, а при необходимости, и специально пробуренных опережающих добывающих и нагнетательных скважин.

1.5.3. Пробная эксплуатация залежей осуществляется нефтегазодобывающими предприятиями в соответствии со специально составленными проектами пробной эксплуатации.

1.5.4. Исходной информацией для составления проекта пробной эксплуатации залежей служат данные разведки месторождения, полученные в результате исследования, опробования, испытания и пробной эксплуатации отдельных разведочных скважин.

1.5.5. В проектах пробной эксплуатации обосновываются:

а) количество и местоположение вводимых в эксплуатацию разведочных скважин;

б) количество и местоположение опережающих добывающих и нагнетательных скважин, проектируемых к бурению в пределах разведанного контура с запасами категории C_1, интервал отбора керна из них;

в) комплекс детальных сейсмических исследований, направленных на уточнение геологического строения и детализацию структурного плана, границ распространения коллектора, положения контуров газо- и нефтеносности сложнопостроенных продуктивных горизонтов с целью обоснования размещения скважин;

г) комплекс опытных работ, виды геолого-промысловых и геофизических исследований скважин, лабораторных исследований керна и пластовых флюидов, проводимых для:

— уточнения положения ВНК, ГНК, продуктивности добывающих скважин, приемистости, нагнетательных скважин по воде, оптимальных депрессий;

— изучения фильтрационно-емкостных характеристик пластов, состава и физико-химических свойств пластовых жидкостей и га-

за, физико-гидродинамических характеристик коллекторов (величин начальных нефтегазонасыщенностей, остаточной нефтенасыщенности при вытеснении нефти водой и газом, соответствующих им значений проницаемостей для нефти, воды и газа, зависимостей фазовых проницаемостей от насыщенности);

д) ориентировочные уровни добычи нефти, газа, закачки воды на период пробной эксплуатации.

Местоположение и количество опережающих скважин в проектах пробной эксплуатации должно быть согласовано с Мингео СССР (в случаях, если разведку месторождения осуществляют его предприятия).

1.5.6. Проекты пробной эксплуатации мелких месторождений составляются организациями и подразделениями, подчиненными нефтегазодобывающим объединениям при методической помощи отраслевых, территориальных и специализированных институтов. Проекты пробной эксплуатации уникальных, крупных, средних и всех сложнопостроенных месторождений составляются отраслевыми НИПИ.

Проекты пробной эксплуатации по месторождениям с запасами нефти 100 млн. т и более и газа более 500 млрд. м^3 по согласованию с Госгортехнадзором СССР утверждаются в установленном порядке.

1.5.7. На основе утвержденных проектов пробной эксплуатации составляется проектно-сметная документация на обустройство месторождения (на период пробной эксплуатации); в которой должны быть рассмотрены вопросы утилизации нефтяного газа и конденсата.

1.5.8. Виды, объемы и качество результатов опытных и исследовательских работ, проводимых при пробной эксплуатации, контролируются организациями, осуществляющими подсчет запасов и проектирование разработки, местными органами Госгортехнадзора СССР.

1.6. Опытно-промышленная разработка нефтяных залежей

1.6.1. Под опытно-промышленной разработкой нефтяных месторождений, залежей или участков залежей следует понимать промышленные испытания новой для данных условий технологии разработки (в том числе по повышению нефтеотдачи и различных систем заводнения).

1.6.2. Опытно-промышленная разработка осуществляется по технологическим схемам опытно-промышленной разработки, со-

ставляемым как для разведуемых площадей, так и для объектов или их участков, находящихся на любой стадии промышленной разработки. Технологические схемы опытно-промышленной разработки составляются для участков залежей (месторождений) или объектов в целом, намеченных к опробованию новой для данных геолого-физических условий технологии разработки.

1.6.3. Участок или залежь для проведения опытно-промышленных работ выбирается так, чтобы эти работы, в случае получения отрицательных результатов, не влияли на сохранность запасов в остальной части залежи (месторождения).

1.6.4. В технологической схеме опытно-промышленной разработки обосновываются:

— комплекс технологических мероприятий по воздействию на пласт;

— необходимость бурения оценочных, добывающих, нагнетательных и специальных скважин, местоположение, порядок и время их бурения;

— потребность в специальном оборудовании, агентах воздействия на пласт;

— уровни добычи нефти и закачки агента воздействия на период проведения опытно-промышленной разработки;

— комплекс исследований по контролю за процессом разработки с целью получения информации о ходе и эффективности проводимого процесса, дополнительных данных о строении и геолого-физических свойствах эксплуатационного объекта;

— основные требования к схеме промыслового обустройства;

— мероприятия по охране недр и окружающей среды;

— предполагаемая технологическая и экономическая эффективность опытно-промышленных работ.

Сроки проведения работ устанавливаются исходя из возможностей реализации технологической схемы, но не более 5÷7 лет.

1.6.5. Технологические схемы опытно-промышленной разработки составляются специализированными отраслевыми научно-исследовательскими и проектными институтами, рассматриваются на технических советах нефтегазодобывающих управлений, объединений Главтюменнефтегаза. Технологические схемы опытно-промышленной разработки с запасами нефти 100 млн. т и более, газа более 500 млрд. м^3 по согласованию с Госгортехнадзором СССР утверждаются в установленном порядке.

1.7. Подсчет и учет запасов нефти, газа и конденсата. Порядок передачи разведанных месторождений для опытных работ и промышленного освоения

1.7.1. Запасы нефти, горючих газов, конденсата и содержащихся в них компонентов разведанных и разрабатываемых месторождений подлежат утверждению Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР (ГКЗ СССР), учитываются в государственном балансе запасов полезных ископаемых в СССР по результатам геологоразведочных работ и разработки месторождений. Данные о запасах месторождений служат основой для составления технологических схем и проектов их разработки, используются при разработке схем развития и размещения отраслей народного хозяйства.

1.7.2. При определении запасов месторождений обязательному подсчету и учету подлежат запасы нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов (этана, пропана, бутанов, серы, гелия, металлов), целесообразность извлечения которых обоснована технологическими и технико-экономическими расчетами.

1.7.3. Запасы нефти, газа, конденсата и содержащихся в них имеющих промышленное значение компонентов по народнохозяйственному значению подразделяются на две группы, подлежащие раздельному подсчету и учету;

— балансовые — запасы месторождений (залежей), вовлечение которых в разработку в настоящее время экономически целесообразно;

— забалансовые — запасы месторождений (залежей), вовлечение которых в разработку в настоящее время экономически нецелесообразно или технически и технологически невозможно, но которые в дальнейшем могут быть переведены в балансовые.

1.7.4. Запасы нефти и газа месторождений (залежей), расположенных в пределах охранных зон крупных водоемов и водотоков, населенных пунктов, сооружений, сельскохозяйственных объектов, заповедников, памятников природы, истории и культуры, относятся к балансовым или забалансовым на основании технико-экономических расчетов, в которых учитываются затраты на перенос объектов или затраты, связанные с применением специальных способов разработки месторождений.

1.7.5. В балансовых запасах нефти, нефтяного газа, конденсата и содержащихся в них имеющих промышленное значение компонентов выделяются и учитываются извлекаемые запасы. Под извлекаемыми запасами понимается часть балансовых запасов, которая может быть извлечена из недр при рациональном использовании современных технических средств и технологии добычи с

учетом допустимого уровня затрат при соблюдении требований охраны недр и окружающей среды.

Отношение извлекаемых запасов нефти (конденсата) с балансовым запасом определяет коэффициенты извлечения нефти (конденсата) из недр.

1.7.6. Запасы нефти, газа, конденсата и содержащихся в них имеющих промышленное значение ценных компонентов по степени изученности подразделяются на разведанные — категории А, В и C_1 и предварительно оцененные — категория C_2.

Квалификация запасов по категориям производится в соответствии с требованиями действующей классификации запасов и инструкции по ее применению.

1.7.7. Подсчет запасов по месторождению (залежи) проводится, как правило, в три этапа:

а) оперативный подсчет на основании фактических материалов бурения и испытания поисковых и разведочных скважин;

б) подсчет запасов по данным разведочного бурения и испытания скважин или разведочного бурения и пробной эксплуатации (опытно-промышленной разработки залежей (их участков) с утверждением их ГКЗ СССР).

в) уточнение запасов в процессе разработки месторождения (залежи) с учетом данных эксплуатационного бурения и дополнительно пробуренных разведочных скважин с целью перевода запасов в другие категории, с переутверждением их в ГКЗ СССР при изменении балансовых и извлекаемых запасов (категорий $A+B+C_1$) более чем на 20%.

1.7.8. На разрабатываемых месторождениях по данным разработки, бурения и исследования добывающих и нагнетательных скважин, а в необходимых случаях — по данным доразведки должны производиться перевод запасов категорий C_1 и C_2 в категории В и А, их списание с баланса нефтегазодобывающих предприятий.

Списание не подтвердившихся и добытых из недр (с учетом нормируемых потерь) запасов нефти, горючих газов, конденсата и содержащихся в них ценных компонентов с баланса нефтегазодобывающих предприятий производится по изменению их содержания в недрах согласно действующему положению о списании запасов полезных ископаемых с баланса предприятий.

1.7.9. В тех случаях, когда в результате доразведки, проведенной на разрабатываемом месторождении, балансовые и извлекаемые запасы категорий $A+B+C_1$ увеличатся по сравнению с ранее утвержденными ГКЗ СССР более чем на 20%, а также когда общее количество списанных и намечаемых к списанию в процессе разработки и при доразведке месторождения (как не подтвердившихся или не подлежащих отработке по технико-экономическим

причинам) балансовых и извлекаемых запасов категорий $A+B+C_1$ превышает нормативы, установленные действующим положением о порядке списания запасов полезных ископаемых с баланса предприятий по добыче нефти и газа, должны быть произведены пересчет запасов и переутверждение их в ГКЗ СССР.

1.7.10. Подсчет и учет запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них имеющих промышленное значение компонентов производится раздельно по пластам для каждой залежи и по месторождению в целом по наличию их в недрах без учета потерь при разработке месторождений. Подсчет запасов по всем залежам и по месторождению в целом производится с выделением запасов нефтяной, газовой, газонефтяной, газонефтеводяной зон.

1.7.11. Запасы нефти, конденсата и имеющих промышленное значение ценных компонентов подсчитываются и учитываются в единицах массы, запасы природного и нефтяного газа —в единицах объема при стандартных условиях (0,1 МПа, 293°К).

1.7.12. Подсчеты балансовых и извлекаемых запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них ценных компонентов должны производиться по принятым ГКЗ СССР методикам. Эти подсчеты должны удовлетворять требованиям действующей классификации запасов, инструкции по ее применению, инструкций по содержанию, оформлению и представлению в ГКЗ СССР материалов подсчета запасов и ТЭО коэффициентов извлечения нефти из недр.

1.7.13. Извлекаемые запасы нефти, конденсата, нефтяного газа и содержащихся в них ценных компонентов, коэффициенты извлечения их из недр подсчитываются и представляются в ГКЗ СССР одновременно с материалами подсчета балансовых запасов.

1.7.14. Извлекаемые запасы и коэффициенты извлечения из недр нефти, нефтяного газа, конденсата и содержащихся в них имеющих промышленное значение ценных компонентов определяются на основании повариантных технологических и технико-экономических расчетов и утверждаются ГКЗ СССР с учетом заключений по ним Министерства нефтяной промышленности СССР, Министерства газовой промышленности СССР и Министерства геологии СССР.

1.7.15. Порядок подсчета, рассмотрения и утверждения запасов нефти и газа регламентируется действующими положениями и инструкциями. Запасы сопутствующих компонентов учитываются на основании отдельных инструкций.

1.7.16. Приемка и передача разведанных месторождений (залежей) для опытных работ или промышленного освоения производится в соответствии с требованиями действующего Положения о порядке передачи разведанных месторождений полезных ископаемых для промышленного освоения.

2. ПРОМЫШЛЕННАЯ РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

2.1. Ввод нефтяных месторождений (залежей) в промышленную разработку

2.1.1. Под промышленной разработкой нефтяного и нефтегазового месторождения понимается технологический процесс извлечения из недр нефти, газа и сопутствующих ценных компонентов для использования их в народном хозяйстве.

2.1.2. Ввод нефтяных месторождений (залежей) в промышленную разработку допускается, если:

а) осуществлена пробная эксплуатация разведочных скважин, при необходимости, пробная эксплуатация залежей или опытно-промышленная разработка представительных участков месторождения;

б) ГКЗ СССР утверждены запасы нефти, газа и сопутствующих ценных компонентов с правом для промышленного освоения;

в) оформлен и утвержден акт о передаче месторождения (залежи) для промышленного освоения;

г) утверждены технологические проектные документы на промышленную разработку (технологическая схема или проект) и проектно-сметная документация на обустройство, предусматривающие утилизацию нефтяного газа, газового конденсата и сероводорода;

д) в соответствии с действующими положениями оформлены горный и земельный отводы нефтегазодобывающим предприятиям;

е) издан приказ Миннефтепрома СССР (Мингазпрома СССР) о вводе месторождения (залежи) в промышленную разработку с запасами нефти свыше 5 млн. т или газа свыше 5 млрд. м^3 или издан приказ производственного, научно-производственного объединения о вводе в промышленную разработку месторождения (залежи) с запасами нефти до 5 млн. т или газа до 5 млрд. м^3.

2.1.3. Проектирование и ввод в промышленную разработку нефтяных месторождений с извлекаемыми запасами нефти более 30 млн. т и газа более 30 млрд. м^3 осуществляется только на базе запасов, утвержденных в ГКЗ СССР.

2.1.4. В целях ускорения промышленного освоения нефтяных месторождений разрешается:

а) осуществлять проектные и изыскательские работы по строительству промысловых объектов и промышленных сооружений, составлять проекты пробной эксплуатации или технологические схемы разработки месторождений (залежей) на базе запасов нефти

и газа, принятых центральными комиссиями по запасам полезных ископаемых (ЦКЗ) соответствующих министерств;

б) утверждать проектно-сметную документацию и вводить в разработку:

— на срок до 5 лет, по согласованию с ГКЗ СССР, месторождения (залежи) нефти с извлекаемыми запасами до 30 млн. тонн на базе запасов, принятых ЦКЗ министерств (с последующим их утверждением в ГКЗ СССР). Если после 5 лет разработки остаточные извлекаемые запасы нефти не превышают 1 млн. тонн, дальнейшая разработка месторождения (залежи) по согласованию с ГКЗ СССР производится на базе запасов, принятых ЦКЗ соответствующего министерства;

— на срок до 5 лет, по согласованию с ГКЗ СССР и Госгортехнадзором СССР, месторождения нефти и газа, расположенные в акваториях морей и океанов, на базе запасов, принятых ЦКЗ Министерства газовой промышленности СССР (с последующим их утверждением в ГКЗ СССР);

— месторождения нефти с извлекаемыми запасами до 1 млн. тонн и газа с запасами до 3 млрд. куб. метров на базе запасов категории C_1 и C_2, принятых ЦКЗ соответствующих министерств (без последующего их утверждения в ГКЗ СССР).

2.1.5. Организация промышленной добычи нефти и газа на новом месторождении должна осуществляться в соответствии с постадийной проектно-сметной документацией на обустройство, составляемой в установленном порядке на основе утвержденных технологических проектов разработки.

2.1.6. Строительство объектов по использованию добываемых из нефтяного месторождения (группы месторождений) нефтяного газа, конденсата и содержащихся в газе ценных компонентов (серы, гелия и др.) должно осуществляться одновременно со строительством объектов по сбору и транспорту нефти, предусматриваемых проектно-сметной документацией на обустройство месторождений под промышленную разработку.

2.1.7. Ввод в промышленную разработку нефтяных месторождений (залежей) без сбора и использования нефтяного газа в народном хозяйстве не допускается.

2.2. Проектирование систем разработки нефтяных месторождений

2.2.1. Под системой разработки месторождения понимается комплекс мероприятий по извлечению нефти и газа из недр и управлению этим процессом. Система разработки определяет коли-

чество эксплуатационных объектов, способы воздействия на пласты и темпы отбора нефти из них, размещение и плотность сетки добывающих и нагнетательных скважин, способы и режимы их эксплуатации, мероприятия по контролю и регулированию процесса разработки, охране недр и окружающей среды.

Системы разработки обосновываются в технологических проектных документах. Уровень и обоснованность проектных решений по системам разработки, степень их практической реализации при разработке месторождений являются факторами, определяющими конечную нефтеотдачу пластов и технико-экономическую эффективность процесса их разработки (наряду с геолого-физическими характеристиками продуктивных пластов).

2.2.2. Под эксплуатационным объектом следует понимать продуктивный пласт, часть пласта или группу пластов, выделенных для разработки самостоятельной сеткой скважин. Пласты, объединяемые в один объект разработки, должны иметь близкие литологические характеристики и коллекторские свойства пород продуктивных пластов, физико-химические свойства и состав насыщающих их флюидов, величины начальных приведенных пластовых давлений.

2.2.3. Технологическими проектными документами, по которым нефтегазодобывающие предприятия и объединения осуществляют пробную эксплуатацию, промышленную разработку нефтяных и газонефтяных месторождений и проводят опытно-промышленные работы по испытанию новых технологий и методов повышения нефтеизвлечения из пластов, являются:

— проекты пробной эксплуатации;

— технологические схемы опытно-промышленной разработки;

— технологические схемы разработки;

— проекты разработки;

— уточненные проекты разработки;

— анализы разработки.

Во всех технологических проектных документах на разработку должно быть предусмотрено:

— равномерное разбуривание месторождения (залежи);

— рациональное и эффективное использование утвержденных запасов нефти, газа и сопутствующих компонентов;

— недопущение выборочной отработки наиболее продуктивных участков месторождения (залежи), приводящей к потерям балансовых запасов;

— осуществление доразведки месторождения;

— обоснованное выделение эксплуатационных объектов для самостоятельной разработки.

2.2.4. Технологические документы служат основой для составления проектов обустройства и реконструкции обустройства месторождений, схем развития и размещения нефтедобывающей промышленности района, разработки годовых, пятилетних и перспективных планов добычи нефти и газа, объемов буровых работ и капиталовложений.

2.2.5. Уточнение или пересмотр отдельных проектных решений и показателей разработки, не меняющие утвержденных принципиальных положений технологических проектных документов, может производиться в:

— дополнениях к технологическим схемам и проектам разработки;

— авторских надзорах за выполнением технологических схем и проектов разработки.

2.2.6. *Технологическая схема разработки*—проектный документ, определяющий предварительную систему промышленной разработки эксплуатационного объекта (или нескольких объектов) нефтяного месторождения, на основе данных его разведки и пробной эксплуатации.

Проект разработки является основным документом, по которому осуществляется комплекс технологических и технических мероприятий по извлечению нефти и газа из недр, контролю за процессом разработки, обеспечению безопасности населения, охране недр и окружающей среды.

2.2.7. Исходной первичной информацией для составления проектных документов на промышленную разработку месторождений являются данные разведки, подсчета запасов, пробной эксплуатации или опытно-промышленной разработки залежей или представительных участков.

Ответственность за качество и объем информации, получаемой в процессе разведки, несет организация, осуществляющая разведку объектов.

Ответственность за качество и полноту информации, получение которой предусматривается проектом пробной эксплуатации или опытно-промышленной разработки, несет организация, осуществляющая эти работы.

2.2.8. Проектирование разработки нефтяных месторождений должно быть направлено на достижение максимального народнохозяйственного эффекта от возможно полного извлечения из пластов запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них сопутствую-

щих компонентов при соблюдении требований охраны недр и окружающей среды, правил ведения горных работ.

Принимаемые в проектных документах решения по системам разработки и темпам освоения месторождений должны предусматривать ускоренное внедрение достижений НТП в нефтяную промышленность, базироваться на применении наиболее эффектной технологии и техники, обеспечивающей возможно высокий стабильный уровень добычи нефти при технологически и экономически обоснованном конечном нефтеизвлечении из пластов, наилучшем использовании основных производственных фондов, материальных и трудовых ресурсов.

В целях создания необходимых условий для наиболее полного использования ресурсов недр, контроля, регулирования и совершенствования системы разработки, а также обеспечения более эффективного использования нефтедобывающих мощностей, в проектных документах на разработку должны предусматриваться периоды стабильной добычи нефти из условия, чтобы величины максимальной и минимальной годовой добычи за этот период не отличались более чем на 2—5% от проектного уровня.

2.2.9. В проектных документах на разработку обосновываются:

— выделение эксплуатационных объектов;

— порядок ввода объектов в разработку;

— выбор способов и агентов воздействия на пласты;

— системы размещения и плотности сеток добывающих и нагнетательных скважин;

— способы и режимы эксплуатации скважин;

— уровни, темпы и динамика добычи нефти, газа и жидкости из пластов, закачки в них вытесняющих агентов;

— вопросы повышения эффективности реализуемых систем разработки заводнением;

— вопросы, связанные с особенностями применения физико-химических, тепловых и других методов повышения нефтеизвлечения из пластов;

— выбор рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования;

— мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин;

— требования к системам сбора и промысловой подготовки продукции скважин;

— требования к системам поддержания пластового давления (ППД), качеству используемых агентов;

— требования и рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ, методам вскрытия пластов и освоения скважин;

— мероприятия по контролю и регулированию процесса разработки;

— комплекс геофизических и гидродинамических исследований скважин;

— специальные мероприятия по охране недр и окружающей среды при бурении и эксплуатации скважин, технике безопасности, промсанитарии и пожарной безопасности при применении методов повышения нефтеизвлечения из пластов;

— объемы и виды работ по доразведке месторождения;

— вопросы, связанные с опытно-промышленными испытаниями новых технологий и технических решений.

2.2.10. Для нефтяных месторождений, проектируемых к разработке с применением газовой или газоводяной репрессии на пласт в технологических проектах технико-экономическими расчетами обосновываются максимально допустимые величины газового фактора, мероприятия по контролю и регулированию процесса. Эксплуатация скважин, в которых газовые факторы превышают установленные расчетные величины, запрещается. При проектировании разработки газонефтяных месторождений необходимо предусматривать технологии, обеспечивающие рациональную разработку газовой и нефтяной частей залежей.

С этой целью в технологических проектных документах на разработку этих залежей, наряду с другими технологическими показателями, устанавливаются уровни отбора газа из газовой шапки через газовые скважины, обосновываются требования к конструкциям газовых скважин, условиям вскрытия нефтяной части пласта (расстояние между интервалом перфорации и ГНК), специальные методы и способы контроля и регулирования, при необходимости намечается фонд контрольных скважин с перфорированными эксплуатационными колоннами. Для этих месторождений при наличии условий и необходимости применения барьерного заводнения составляется проект (раздел проекта), в котором обосновывается местоположение барьерного ряда и количество нагнетательных скважин в нем, порядок и очередность их освоения, сроки создания барьера, методы контроля и регулирования, величины отбора газа из добывающих скважин, расположенных в зоне барьерного заводнения. Эксплуатация нефтяных скважин, в которые произошел аварийный прорыв газа по пласту или по заколонному пространству, запрещается.

2.2.11. При составлении технологических проектных документов на промышленную разработку выбор расчетных вариантов

разработки для сопоставления производится с учетом особенностей геологического строения, коллекторских и фильтрационных характеристик продуктивных пластов, необходимости создания условий максимально возможного охвата их воздействием и эффективного дренирования, физико-химических свойств насыщающих флюидов, опыта разработки залежей со сходными условиями, экономико-геофизических особенностей района, требований охраны недр и окружающей среды.

Во всех проектных документах один из рассматриваемых вариантов разработки выделяется в качестве базового варианта. Им, как правило, является утвержденный вариант разработки по последнему проектному документу с учетом изменения величины запасов нефти.

Для крупных месторождений с широкими водонефтяными и подгазовыми зонами, содержащими значительные запасы нефти, рассматриваются расчетные варианты разработки с выделением этих зон в самостоятельные объекты разработки. При этом проектные решения по системам разработки, технологии и техники эксплуатации скважин в нефтяных, водонефтяных и подгазовых частях месторождений должны быть взаимоувязаны.

Для многопластовых месторождений с близкими геологофизическими характеристиками пластов, допускающими возможность их объединения в один или выделение нескольких эксплуатационных объектов, рассматриваются варианты совмещенной и самостоятельной разработки пластов. При выделении нескольких объектов, системы их разработки должны быть взаимоувязаны.

2.2.12. В технологических схемах и проектах разработки обосновывается возможность или необходимость применения методов повышения нефтеизвлечения, или необходимость их опытно-промышленных испытаний.

2.2.13. Прогнозирование и сопоставление технико-экономических показателей в проектных документах проводится за весь срок разработки.

За весь срок разработки принимается срок, когда высвобождаемые затраты на добычу одной тонны нефти достигают величины принятых предельных затрат.

2.2.14. Рекомендуемый для практического осуществления вариант выбирается в соответствии с действующей в отрасли методикой экономической оценки путем сопоставления технико-экономических показателей расчетных вариантов разработки.

2.2.15. Для обеспечения полноты выработки запасов нефти, эффективного использования пробуренного и проектного фонда скважин, главные геологи производственных объединений по согласованию с авторами проектного документа обязаны уточнять ме-

стоположение очередных проектных скважин по результатам ранее пробуренных и текущего состояния разработки залежи.

2.2.16. Для контроля за реализацией и эффективностью проектных решений отраслевые научно-исследовательские и проектные институты с периодичностью, устанавливаемой министерствами, проводят авторский надзор и анализы разработки.

2.2.17. В авторских надзорах контролируется реализация проектных решений и соответствие фактических технико-экономических показателей, принятыми в технологических схемах или проектах разработки, вскрываются причины, обусловившие расхождения. В них даются рекомендации, направленные на достижение проектных показателей, заключения по предложениям производственных объединений об изменениях проектных решений и показателей.

2.2.18. Анализ разработки осуществляется по разрабатываемым месторождениям с целью углублённой проработки отдельных принципиальных вопросов, направленных на совершенствование систем разработки, повышение их эффективности и увеличение нефтеизвлечения, а также для обобщения опыта разработки.

2.2.19. Деятельность организаций и предприятий в области проектирования разработки нефтяных месторождений (включая вопросы подготовки исходной информации), наряду с настоящими Правилами регламентируется также действующими Законами СССР, Указами Президиума Верховного Совета СССР, решениями правительства СССР, руководства министерств.

2.3. Порядок составления и утверждения проектных документов на промышленную разработку нефтяных месторождений

2.3.1. Технологические схемы и проекты разработки составляются на базе балансовых запасов нефти и газа, утвержденных или принятых в соответствии с п. 2.1.2—2.1.4 настоящих Правил и технического задания на проектирование.

2.3.2. В техническом задании указываются обоснованные предпроектными проработками и согласованные между заказчиком и проектировщиком:

— год начала ввода месторождения в разработку; в случаях, когда не определен год начала ввода месторождения в разработку, показатели технического задания выдаются по порядковым номерам лет эксплуатации;

— возможные объемы бурения по годам на текущую и последующую пятилетки;

— возможные источники рабочих агентов и мощности водо-, газо- и электроснабжения;

— по месторождениям с особыми природно-климатическими условиями — дополнительные сведения, влияющие на проектирование разработки и организацию технологии добычи;

— ограничения, влияющие на обоснование способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования, устьевых и буферных давлений;

— условия сепарации и подготовки нефти;

— коэффициенты использования и эксплуатации скважин (по способам);

— сроки составления проектных документов;

при необходимости —

— проведение дополнительных расчетов технологических показателей разработки и максимальных уровней добычи жидкости по площадкам промыслового обустройства по варианту, утвержденному ЦКР МНП;

— другие возможные ограничения.

2.3.3. Техническое задание на проектирование разработки составляется с учетом основных положений утвержденных схем развития нефтегазодобывающей промышленности, пятилетних и перспективных планов добычи нефти и газа по району размещения месторождения и утверждается в установленном порядке.

2.3.4. Составление, рассмотрение и утверждение технологической проектной документации на разработку осуществляется в соответствии с действующим положением о порядке составления, рассмотрения и утверждения технологической проектной документации на разработку нефтяных и нефтегазовых месторождений.

2.3.5. Технологические проектные документы на разработку нефтяных месторождений (залежей) составляются, как правило, специализированными научно-исследовательскими и территориальными научно-исследовательскими и проектными институтами Миннефтепрома или Мингазпрома. Проектные документы на разработку месторождений (залежей) с извлекаемыми запасами менее 5 млн. тонн нефти и 5 млрд. м^3 газа могут составляться ЦНИЛами, ЦНИПРами, технологическими отделами и другими компетентными отделами объединений при методической помощи институтов.

2.3.6. Технологические схемы разработки составляются по данным разведки и пробной эксплуатации месторождения, как правило, на базе утвержденных ГКЗ СССР запасов нефти и газа. При этом запасы нефти для проектирования должны составлять не менее 80% категории C_1 и до 20% категории C_2.

2.3.7. Проекты разработки составляются по данным уточненных параметров пластов по результатам реализации технологиче-

ской схемы разработки на базе запасов нефти и газа, утвержденных или переутвержденных ГКЗ СССР.

2.3.8. Уточненные проекты составляются на поздней стадии разработки после извлечения основных извлекаемых (порядка 80%) запасов нефти месторождения.

2.3.9. Технологические проектные документы на разработку нефтяных месторождений утверждаются в соответствии с порядком, принятым министерствами.

2.4. Воздействие на нефтяную залежь

2.4.1. Под воздействием на нефтяную залежь следует понимать комплекс технологических и технических мероприятий, направленных на поддержание естественной пластовой энергии и создание благоприятных условий для вытеснения нефти из пород-коллекторов к забоям эксплуатационных скважин с целью интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеизвлечения из пластов.

2.4.2. Методы воздействия на нефтяные залежи (эксплуатационные объекты) условно подразделяются на:

а) гидродинамические,

б) физико-химические,

в) тепловые.

2.4.3. К гидродинамическим методам относятся методы, связанные с закачкой в пласты воды без специальных добавок. В зависимости от геолого-физических характеристик, форм и размеров залежей могут применяться различные системы заводнения: законтурное, приконтурное, внутриконтурное, площадное, очаговое, избирательное и различные их сочетания.

2.4.4. К физико-химическим методам воздействия относятся методы, связанные с закачкой в пласты газа или воды с различными химреагентами с целью повышения нефтеизвлечения из пластов.

2.4.5. К методам теплового воздействия на пласты относятся: закачка горячей воды, пара, осуществление различных модификаций внутрипластового горения.

2.4.6. С целью повышения нефтеизвлечения могут применяться также различные сочетания перечисленных в 2.4.2 методов воздействия на нефтяную залежь.

2.4.7. Выбор метода воздействия на пласт, технология его осуществления, методы контроля и регулирования обосновываются в проектных документах на разработку в зависимости от геолого-физической характеристики коллекторов и насыщающих их жидкостей, глубины и характера залегания пластов и др. факторов.

2.4.8. Нефтегазодобывающие предприятия совместно с научно-исследовательскими и проектными организациями на основе текущего анализа состояния разработки ежегодно определяют эффективность применяемых методов воздействия на пласт.

2.5. Контроль за разработкой нефтяных залежей

2.5.1. Контроль за разработкой нефтяных залежей осуществляется в целях:

а) оценки эффективности принятой системы разработки залежи в целом и отдельных технологических мероприятий по ее осуществлению;

б) получения информации, необходимой для регулирования процесса разработки и проектирования мероприятий по его совершенствованию.

2.5.2. В процессе контроля за разработкой залежей (объектов) изучаются:

а) динамика изменения текущей и накопленной добычи нефти, попутной воды и газа, а также закачки рабочих агентов по месторождению в целом, отдельным участкам (пропласткам) и скважинам;

б) охват запасов разработкой, характер внедрения вытесняющего агента (воды, газа и др.) по отдельным пластам (пропласткам), участкам залежи с оценкой степени охвата пластов заводнением;

в) энергетическое состояние залежи, динамика изменения пластового и забойных давлений в зонах отбора, закачки и бурения;

г) изменение коэффициентов продуктивности и приемистости скважин;

д) изменение гидропроводности пласта в районе действующих скважин;

е) 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;

ж) изменение физико-химических свойств добываемой жидкости (нефти и воды) и газа в пластовых и поверхностных условиях в процессе разработки;

з) фактическая технологическая эффективность осуществляемых мероприятий по увеличению производительности скважин;

и) динамика зависимости текущего коэффициента нефтеизвлечения из пласта от текущей обводненности продукции.

2.5.3. Виды, объемы и периодичность исследований и измерений с целью контроля разработки регламентируются действующи-

ми инструкциями и руководствами по исследованию скважин, обязательными комплексами их гидродинамических и промыслово-геофизических исследований, систематических измерений параметров, характеризующих процесс разработки залежи и работу отдельных скважин.

2.5.4. Обязательные комплексы исследований и измерений по контролю за разработкой должны охватывать равномерно всю площадь объекта разработки, весь фонд наблюдательных скважин. Они должны содержать следующие виды работ:

— замеры пластового давления по контрольным и пьезометрическим скважинам;

— замеры пластового и забойных давлений, дебитов скважин по жидкости, газовых факторов и обводненности продукции по добывающим скважинам;

— замеры устьевых давлений нагнетания и объемов закачки по нагнетательным скважинам;

— гидродинамические исследования добывающих и нагнетательных скважин на стационарных и нестационарных режимах;

— исследования по контролю ВНК, ГНК, нефтегазонасыщенности, технического состояния ствола скважины промыслово-геофизическими методами;

— отбор и исследования глубинных проб нефти, поверхностных пород продукции скважин (нефти, газа, воды);

— специальные исследования, предусмотренные проектным технологическим документом на разработку.

Периодичность исследований и измерений по контролю за разработкой должна удовлетворять рекомендациям технологического проекта на разработку данного месторождения.

Ввод в эксплуатацию скважин, не оборудованных для индивидуального замера дебита жидкости, газа и приемистости закачиваемого агента, не разрешается.

2.5.5. Обязательные комплексы гидродинамических и промыслово-геофизических исследований по контролю разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений разрабатываются научно-исследовательскими организациями (авторами проектных документов) и утверждаются производственным объединением.

2.5.6. Исследования по контролю разработки осуществляются нефтегазодобывающими управлениями, геофизическими службами и научно-исследовательскими институтами.

2.5.7. Материалы по контролю процесса разработки залежей (эксплуатационных объектов) анализируются и обобщаются геологической службой нефтегазодобывающих предприятий и включаются в виде специального раздела в годовой геологический отчет.

2.5.8. Материалы исследований по контролю за разработкой месторождений (залежей) подлежат обязательному хранению на протяжении сроков, определяемых ведомственными инструкциями.

2.5.9. Ответственность за выполнение объема исследований по контролю за разработкой несет руководство НГДУ.

2.6. Регулирование процесса разработки нефтяных залежей

2.6.1. Под регулированием процесса разработки нефтяных залежей следует понимать целенаправленное поддержание и изменение условий разработки продуктивных пластов в рамках принятых технологических решений.

2.6.2. К основным методам и мероприятиям по регулированию разработки относятся:

а) изменение режимов работы добывающих скважин (увеличение или ограничение отборов жидкости, отключение высокообводненных скважин, а также скважин с аварийными прорывами свободного газа, форсированный отбор жидкости, периодическое изменение отборов);

б) изменение режимов работы нагнетательных скважин (увеличение или ограничение закачки рабочего агента, перераспределение закачки по скважинам, циклическая закачка, применение повышенного давления нагнетания и др.);

в) увеличение гидродинамического совершенства скважин (дополнительная перфорация, различные методы воздействия на призабойную зону пласта и др.);

г) изоляция или ограничение притока попутной воды в скважинах (различные способы цементных заливок, создание различных экранов, применение химреагентов и т. д.);

д) выравнивание профиля притока жидкости или расхода воды (селективная закупорка с помощью химреагентов и механических добавок, закачка инертных газов, загущенной воды и др.);

е) одновременно-раздельная эксплуатация скважин и одновременно-раздельная закачка воды на многопластовых месторождениях (при наличии надежного оборудования);

ж) изменение направлений фильтрационных потоков;

з) очаговое заводнение;

и) перенос фронта нагнетания;

к) бурение резервных добывающих и нагнетательных скважин.

Комплекс рекомендуемых мероприятий по регулированию процесса разработки должен проводиться с применением оборудования и методов контроля, позволяющих проводить оценку их эффективности, и уточняется в авторском надзоре.

2.6.3. Планирование и реализация методов и мероприятий регулирования процесса разработки (составление планов геолого-технических мероприятий) осуществляется нефтегазодобывающими предприятиями ежегодно на базе рекомендаций научно-исследовательских и проектных организаций, выдаваемых в авторских надзорах за реализацией проектов.

2.6.4. Весь комплекс мероприятий по регулированию процесса разработки и оценка его эффективности, после утверждения в установленном порядке, осуществляется нефтегазодобывающими предприятиями.

2.6.5. Отчет о проведенных мероприятиях по регулированию процесса разработки составляется нефтегазодобывающими предприятиями ежегодно и в виде отдельного раздела включается в годовой геологический отчет. Оценка технологической и экономической эффективности отдельных мероприятий в необходимых случаях выполняется научно-исследовательскими институтами в отчетах по авторскому надзору и анализах разработки.

2.7. Нормирование отборов нефти из залежей (объектов разработки)

2.7.1. Под нормой отбора нефти и газа из объектов разработки следует понимать предусмотренную утвержденным технологическим проектным документом на разработку добычи нефти и газа, достигаемую при выполнении технологических решений с соблюдением требований охраны недр и окружающей среды, с учетом их реализации на данный период.

2.7.2. К условиям, определяющим рациональную разработку залежей (объектов) и эксплуатацию скважин с соблюдением требований охраны недр и окружающей среды, относятся:

а) равномерное разбуривание залежей, исключающее выборочную отработку запасов;

б) минимальный уровень забойных давлений добывающих скважин, исключающий возможные смятия колонн и нарушения целостности цементного камня за эксплуатационной колонной;

в) заданные давления на линии нагнетания или на устье нагнетательных скважин;

г) предусмотренные проектным документом способы эксплуатации скважин;

д) запроектированные мероприятия по регулированию разработки (отключение высокообводненных скважин, перенос фронта нагнетания, нестационарное воздействие и т. п.);

е) допустимая скорость фильтрации в призабойной зоне (в условиях разрушения пород-коллекторов);

ж) допустимые дебиты скважин или депрессии (в условиях образования водяных или газовых конусов, песчаных пробок);

з) допустимый максимальный газовый фактор по скважинам (в условиях газовой или газоводяной репрессии на пласт).

2.7.3. Нормы отбора нефти и газа по объекту разработки (блоку, элементу, участку) составляются на основе утвержденных проектных документов на разработку с учетом их реализации в данный период.

При составлении норм отбора принимаются во внимание рекомендации дополнений к технологическим нормативным документам, анализов и авторских надзоров разработки, учитывающих состояние разработки в данный период, реализацию технологических решений по вводу скважин, способам эксплуатации, объемам закачки агента, мощностям подготовки нефти, газа и воды, утверждаемые руководством объединений, министерствами нефтяной и газовой промышленности СССР.

2.7.4. Нормы отбора нефти по каждому разрабатываемому объекту устанавливаются ежегодно на каждый квартал и календарный месяц. Они составляются геологической службой нефтегазодобывающего управления, согласуются с организацией — автором проектного документа на разработку объекта и утверждаются руководством производственного объединения.

2.7.5. Нормы отбора нефти и газа с объекта разработки (зоны, блока, участка) должны быть заложены в устанавливаемые нефтегазодобывающему предприятию плановые задания по добыче нефти и газа. Плановые задания на добычу нефти и газа распределяются по промыслам, бригадам через технологические режимы работы скважин, размещенных на закрепленных за ними объектах (зонах, участках, блоках).

2.7.6. Одновременно с технологическими режимами составляется и утверждается план геолого-технических мероприятий по обеспечению норм отбора нефти из эксплуатационного объекта. В целях гарантированного выполнения планов и компенсации возможных не предусмотренных планом сбоев в геолого-технических мероприятиях, обеспечивающих выполнение установленных плановых заданий, предусматриваются резервы в объеме 1—3% месячного задания.

3. СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ ЗАВОДНЕНИЕМ

3.1. Требования к системе ППД заводнением

3.1.1. Проектирование сооружений системы поддержания пластового давления должно предусматривать рациональное размещение и централизацию технологических объектов и водоводов на площади месторождения с учетом рельефа местности и климатических условий, использование новой техники и блочно-комплектных конструкций заводского изготовления, автоматизацию основных технологических процессов, максимальное сокращение капитальных и эксплуатационных затрат, надежный учет закачиваемой в продуктивные пласты воды (других агентов) по каждой скважине, обеспечение необходимых свойств воды и контроль ее качества.

3.1.2. Система поддержания пластового давления должна обеспечивать:

а) объемы закачки воды в продуктивные пласты и давления ее нагнетания по скважинам участка, объектам разработки и месторождению в целом в соответствии с технологическими схемами и проектами разработки;

б) подготовку закачиваемой воды до кондиций (по составу, физико-химическим свойствам, содержанию мехпримесей, кислорода и микроорганизмов), удовлетворяющих требованиям технологических схем и проектов разработки;

в) возможность систематических замеров приемистости скважин, учета закачки воды как по каждой скважине, их группам, по пластам и объектам разработки, так и по месторождению в целом, контроль ее качества;

г) герметичность и надежность эксплуатации, применение замкнутого цикла водоподготовки и заводнения с использованием сточных вод;

д) возможность изменения режимов закачки воды в скважины, проведение ГРП и ОПЗ с целью повышения приемистости пластов, охвата их заводнением, регулирования процесса вытеснения нефти к забоям эксплуатационных скважин.

3.1.3. Мощности сооружений систем заводнения должны обеспечивать осуществление максимальной закачки по каждому технологическому блоку (площадке) разработки.

3.2. Требования к нагнетательной скважине и закачиваемой воде

3.2.1. Параметры бурового раствора при вскрытии продуктивных пластов в нагнетательных скважинах должны соответствовать требованиям, предусмотренным в проектах на строительство данной категории скважин.

3.2.2. Конструкции нагнетательных скважин (диаметры их обсадных колонн, высота подъема цемента и др.) обосновываются в технологических проектных документах на разработку месторождений. Они должны обеспечивать:

а) возможность закачки предусмотренных в проектах объемов воды и проведение геолого-технических мероприятий при заданных рабочих давлениях;

б) производство всех видов ремонтов и исследований с использованием соответствующих оборудований, аппаратуры, приборов и инструмента;

в) надежное разобщение пластов и объектов разработки.

3.2.3. Для обеспечения запроектированных показателей приемистости и охвата закачкой всего вскрытого продуктивного разреза конструкция забоя нагнетательной скважины должна быть такой, чтобы фильтрующая поверхность пласта была максимально открытой.

3.2.4. Физико-химические свойства воды, закачиваемой в пласт должны обеспечивать продолжительную устойчивую приемистость пласта и высокую нефтеотмывающую способность, не ухудшая свойств нефти, газа и пласта.

3.2.5. Используемая для заводнения вода по своим свойствам должна быть совместима с пластовой водой, породой коллектора и вытесняемой нефтью (не вызывать образования осадка в пласте и эксплуатационном оборудовании). Требования к качеству закачиваемой воды определяются проектными технологическими документами на разработку, в которых допустимое содержание в воде механических и химических примесей, железа в окисной форме, нефтепродуктов, кислорода, водорослей и микроорганизмов устанавливается в зависимости от коллекторских свойств и литологической характеристики продуктивных пластов, разбухаемости глинистых частиц, конкретные способы, технология очистки и подготовки воды обосновываются в проектах обустройства месторождения, подлежат строгому соблюдению при осуществлении процессов заводнения.

3.2.6. При закачке в пласты сточных или других коррозионно-агрессивных вод для защиты водоводов, обсадных колонн скважин и другого эксплуатационного оборудования от коррозии при-

меняются защитные покрытия, ингибиторы коррозии, герметизация затрубного пространства и т. д. Защита от коррозии должна быть определена в проекте обустройства.

3.2.7. Нестабильные воды, склонные к выделению и отложению солей в сооружениях системы ППД, в пласте и оборудовании добывающих скважин перед закачкой в пласты должны обрабатываться ингибиторами солеотложения.

3.2.8. Для приготовления закачиваемых в пласт водных растворов ПАВ, кислот, щелочей, полимеров и других химреагентов следует использовать воду, исключающую деструкцию реагентов и не образующую с ними соединений, способных выделяться в осадок после контакта с пластовой водой, породой коллектора и вытесняемой нефтью.

3.3. Освоение, эксплуатация и исследование нагнетательных скважин

3.3.1. Освоение нагнетательных скважин под закачку воды производится по плану, составленному геолого-технической службой и утвержденному руководством НГДУ.

3.3.2. Перед освоением нагнетательных скважин (расположенных внутри контура нефтеносности) под закачку, они, как правило, должны отрабатываться «на нефть» с подключением их к нефтяным коллекторам (с целью очистки призабойной зоны). Эти скважины осваиваются под закачку в порядке и сроках, предусмотренных в технологических схемах и проектах разработки.

3.3.3. Освоение нагнетательных скважин в зависимости от геолого-физических характеристик продуктивных пластов и других промысловых условий может проводиться различными методами: свабированием с последующей закачкой воды при максимальном давлении насосов, установленных на КНС; созданием высокой депрессии на пласт (понижением уровня в стволе скважины) с последующим нагнетанием воды; аэрацией жидкости в процессе обратной промывки скважины; периодическим нагнетанием воды в пласт под высоким давлением и сбросом ее самоизливом (метод гидросвабирования); продавливанием воды в пласт при давлениях, значительно превышающая рабочее давление нагнетания; гидравлическим разрывом пласта в комплексе с гидропескоструйной перфорацией, обработкой призабойных зон кислотами, растворами ПАВ; применением тепловых методов обработки призабойной зоны (для внутриконтурных скважин).

3.3.4. По каждой нагнетательной скважине в НГДУ должна систематически вестись документация, отражающая все показате-

ли ее эксплуатации, проведенные геолого-технические мероприятия, проверку герметичности устья и эксплуатационной колонны.

3.3.5. В процессе освоения и эксплуатации нагнетательных скважин осуществляется комплекс исследований с целью контроля за разработкой месторождения, установления и проверки выполнения технологического режима работы и технического состояния скважин. Эксплуатация скважин с негерметичными колоннами не допускается.

3.3.6. В процессе эксплуатации нагнетательных скважин с помощью забойных и поверхностных приборов должен проводиться постоянный контроль за их приемистостью, давлением нагнетания и охватом пластов заводнением по толщине.

3.3.7. Пластовое давление, фильтрационные свойства пласта и коэффициенты приемистости скважин определяются исследованиями скважин методами восстановления или падения забойного давления и установившихся пробных закачек в период освоения и эксплуатации скважин.

3.3.8. Взаимодействие скважин и пути перемещения по пласту нагнетаемой воды изучаются по динамике изменения давления на различных участках пласта, гидропрослушиванием, геофизическими методами, добавкой в закачиваемую воду индикаторов и наблюдением за их появлением в продукции добывающих скважин.

3.3.9. Оценка эффективности мероприятий по регулированию закачки воды по разрезу эксплуатационного объекта в основном производится с применением глубинных расходомеров, метода радиоактивных изотопов или высокочувствительных термометров. По результатам исследований расходомерами составляются профили приемистости, проводится их сопоставление с профилями отдачи по соседним добывающим скважинам, определяется коэффициент охвата пласта заводнением по толщине.

3.3.10. Герметичность обсадной колонны и отсутствие затрубной циркуляции в нагнетательных скважинах определяется анализом кривых восстановления устьевого давления, исследованием с применением глубинных расходомеров, резистивиметров, электротермометров, радиоактивных изотопов, поинтервальной опрессовкой с помощью пакера на трубах.

3.3.11. Периодичность и объем исследовательских работ в нагнетательных скважинах устанавливается объединением в соответствии с утвержденным обязательным комплексом промыслово-геофизических и гидродинамических исследований, с учетом требований технологического проектного документа на разработку.

3.4. Нормирование объемов закачкой к учету закачиваемой воды

3.4.1. Нормы закачки воды в отдельные пласты и скважины должны в сумме составлять объем закачки по эксплуатационному объекту в целом, установленный проектом (технологической схемой) его разработки.

3.4.2. При больших размерах площади нефтеносности и значительной зональной неоднородности пласта нормы закачки воды устанавливаются сначала для групп нагнетательных скважин, расположенных на участках, затем — для отдельных скважин. При таком методе нормирования нефтеносная площадь должна быть условно разделена на участки. Расчленение площади на условные участки производится в технологических проектах на основе детального изучения строения пластов с учетом возможного взаимодействия нагнетательных и добывающих скважин.

Норма закачки воды в каждую группу нагнетательных скважин устанавливается соответственно прогнозируемому в технологическом документе на разработку суммарному отбору жидкости из добывающих скважин соответствующего участка. Сумма норм закачки в нагнетательные скважины каждого участка должна составлять участковую норму закачки, а сумма участковых норм — норму закачки по объекту в целом.

3.4.3. Для многопластового объекта разработки норма закачки воды для объекта в целом должна быть распределена между отдельными пластами. Норма закачки в отдельные пласты объекта должна обеспечивать получение предусмотренных для каждого пласта объемов отбора жидкости.

При раздельной закачке воды в пласты многопластового объекта через самостоятельные системы нагнетательных скважин нормы для каждой из скважин определяются как и при однопластовом объекте, исходя из нормы закачки в пласт, вскрытый данной системой скважин.

При совместной закачке воды в несколько пластов норма для каждой нагнетательной скважины слагается из норм для этой скважины, установленных по каждому из пластов, при этом контроль за распределением закачиваемой воды по пластам производится с помощью глубинных расходомеров.

3.4.4. При значительной локальной неоднородности пластов многопластового объекта с большой площадью нефтеносности необходимо осуществлять нормирование закачки по каждому из пластов в отдельности — сначала для участков с различной характеристикой, а затем для отдельных нагнетательных скважин.

3.4.5. Нормы закачки воды по объектам разработки в целом, по пластам и их участкам, элементам при площадном заводнении ежегодно устанавливаются геологической службой нефтегазодобывающих управлений в соответствии с технологическими схемами, проектами, анализами — авторскими надзорами.

3.4.6. Нормы закачки воды по скважинам и в скважинах по пластам устанавливаются один раз в квартал и оформляются в виде технологического режима эксплуатации нагнетательных скважин. В этом документе, помимо норм закачки, указываются давление нагнетания и необходимые мероприятия по обеспечению установленных норм. Технологический режим эксплуатации нагнетательных скважин составляется цехом поддержания пластового давления совместно с геологическими группами нефтегазодобывающих управлений и утверждается главным инженером и главным геологом этих управлений.

3.4.7. В зависимости от принятой системы заводнения, в проектном документе дается обоснование величины оттока нагнетаемой воды за контур нефтеносности по годам освоения заводнения. Величина потерь должна систематически уточняться промысловыми исследованиями и отражаться в авторском надзоре.

3.4.8. Ответственность за достоверность учета объема нагнетаемой воды по скважинам, объектам и в целом по месторождению возлагается на руководство НГДУ.

4. ОБЯЗАННОСТИ ОРГАНИЗАЦИЙ-СОСТАВИТЕЛЕЙ ПРОЕКТНЫХ ДОКУМЕНТОВ ПО РАЗРАБОТКЕ И ПРЕДПРИЯТИЙ, ОСУЩЕСТВЛЯЮЩИХ ИХ ПРАКТИЧЕСКУЮ РЕАЛИЗАЦИЮ

4.1. Организации-авторы утвержденных проектных документов на разработку нефтяных месторождений (залежей) обязаны:

а) осуществлять авторский надзор за реализацией принятых проектных решений;

б) вносить в организации, утвердившие проектный документ, предложения об устранении нарушений принятых технологических решений и проведении необходимых работ по их реализации;

в) вносить в установленном порядке предложения об изменении проектных рекомендаций на базе уточненной информации о геологическом строении и запасах нефти, более совершенных технологических и технических решений.

4.2. Нефтедобывающие предприятия, осуществляющие разработку месторождения (залежи), обязаны:

а) строго выполнять технологические решения и условия разработки, предписываемые утвержденным проектным документом

(порядок, очередность и темпы разбуривания, сроки и объемы ввода мощностей по обеспечению воздействия на залежь, сбору и промысловой подготовке продукции скважин, переводу их на механизированные способы эксплуатации, допустимые уровни забойных и устьевых давлений и соответствующие им отборы жидкости и др.);

б) обеспечивать надежный учет добычи нефти, газа, конденсата, обводненности продукции, объемов закачиваемой воды по каждой скважине. Проводить контроль и анализ осуществляемого процесса разработки совместно с организациями-авторами проектных документов;

в) своевременно извещать буровые организации, осуществляющие бурение скважин на данном месторождении; а также проектные институты, разрабатывающие проекты на строительство скважин, о происшедших или прогнозируемых на ближайшие 1—2 года изменениях пластовых давлений и давления гидравлического разрыва пласта (ГРП) по всем горизонтам и площадям (для своевременного учета изменения условий бурения при проектировании конструкций скважин и параметров режимов бурения);

г) контролировать качество пробуренных скважин, соблюдение проектной сетки разбуривания.

5. СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН

5.1. Проектирование строительства скважин

5.1.1. Строительство скважин является основным этапом в создании запроектированной системы разработки месторождения (залежи, эксплуатационного объекта).

5.1.2. Технические проекты на строительство скважин разрабатываются научно-исследовательскими и проектными институтами (или их филиалами, обслуживающими данный нефтяной район), должны предусматривать качественное вскрытие продуктивных пластов, крепление и надежность скважин, выполнение всех требований технологических проектных документов на разработку.

5.1.3. При проектировании строительства скважин следует руководствоваться действующими нормативными документами по всем основным видам работ.

5.1.4. Порядок оформления документов на строительство скважин определяется технологическими регламентами на бурение и испытание скважин и действующим положением о подрядном способе производства работ по строительству нефтяных и газовых эксплуатационных и разведочных скважин в системе Миннефтепрома (Мингазпрома).

5.1.5. Строительство скважин осуществляется на основе договоров между буровой организацией-подрядчиком и нефтегазодобывающим предприятием (объединением) — заказчиком.

5.1.6. Институт-проектировщик (автор проекта на строительство скважин) обязан:

а) осуществлять авторский надзор за исполнением проектов;

б) вносить в установленном порядке предложения об изменении проектных рекомендаций на базе более совершенных технических и технологических решений с учетом изменившихся пластовых условий обусловленных разработкой месторождения.

в) останавливать работы по строительству скважин в случаях отклонений от проектных решений.

5.1.7. Ответственность за соблюдение проектов и качество строительства скважин возлагается на руководство буровой организации.

5.2. Бурение скважин и их конструкция

5.2.1. Особенности строительства скважин предусматриваются в:

а) в проектах разведки нефтяного месторождения;

б) технологических схемах (проектах) разработки нефтяного месторождения (залежи);

в) индивидуальных или групповых технических проектах на строительство скважин.

5.2.2. Все операции по строительству скважин должны проводиться в полном соответствии с требованиями режимно-технологической документации, разработанной институтом-проектировщиком, с обязательным проведением всего комплекса маркшейдерско-геофизических работ, обеспечивающих соответствие фактических точек размещения устьев и забоев скважин их проектным положением.

5.2.3. В целях получения дополнительных данных для составления проекта разработки в процессе бурения отдельных эксплуатационных скважин в интервалах залегания продуктивных пластов производится сплошной отбор керна. Количество таких скважин определяется технологической схемой и должно составлять не менее 10% проектного фонда. Работы по отбору керна в обязательном порядке должны быть предусмотрены в проектно-сметной документации на строительство скважин. Выбор эксплуатационных (добывающих) скважин, в которых в процессе бурения должен отбираться керн, производится организацией-автором технологической схемы (проекта) совместно с геологической службой нефтегазодобывающих предприятий.

5.2.4. Конструкции эксплуатационных (добывающих) скважин должны обеспечивать:

а) возможность реализации запроектированных способов и режимов эксплуатации скважин, создание прогнозируемых для всех стадий разработки максимальных депрессий и репрессий на пласт;

б) возможность осуществления одновременно-раздельной добычи нефти из нескольких эксплуатационных объектов в одной скважине (в случае, когда это предусмотрено проектными документами);

в) нормативные условия для производства в скважинах ремонтных и исследовательских работ;

г) применение технологической оснастки обсадных колонн, позволяющей производить качественное цементирование;

д) соблюдение требований охраны недр и окружающей среды.

5.2.5. Конструкция обсадной колонны должна обеспечивать возможность установки клапанов отсекателей, пакерующих и других устройств.

5.2.6. Применение конструкции скважин с открытым забоем должно специально обосновываться в проектном документе на разработку и в проектах на строительство скважин.

5.2.7. Конструкции скважин, намеченных к эксплуатации газлифтным способом, должны удовлетворить требованиям, предъявляемым к конструкциям газовых скважин.

5.2.8. Конструкция нагнетательных скважин под закачку горячей воды, пара и газа должна быть обоснована в проектном документе на разработку и в проектах на строительство скважин.

5.3. Вскрытие продуктивных пластов бурением и крепление скважин

5.3.1. Основным требованием, предъявляемым к вскрытию продуктивного пласта при бурении, является обеспечение максимально возможного сохранения естественного состояния призабойной зоны, исключающее ее загрязнение, разрушение.

5.3.2. Проектно-сметная документация на строительство нефтяных и газовых скважин должна содержать специальный раздел по вскрытию продуктивных пластов.

5.3.3. Способ проходки, параметры бурового раствора, технологические параметры и режим бурения в интервале продуктивного пласта должны обеспечивать качественное вскрытие продуктивного объекта.

5.3.4. Тип и параметры бурового раствора для вскрытия продуктивного пласта должны обосновываться в проекте на строи-

тельство скважин в соответствии с особенностями геолого-физического строения, коллекторских и фильтрационных характеристик пластов с учетом целей и методов исследований, проводимых в процессе бурения. В качестве бурового раствора следует применять растворы, обеспечивающие максимальное сохранение естественной проницаемости и нефтенасыщенности коллектора и возможность выполнения необходимого комплекса геофизических исследований.

5.3.5. Контроль за качеством вскрытия продуктивного пласта осуществляется технологическими и геологическими службами буровых и нефтегазодобывающих предприятий.

5.3.6. В процессе бурения и после вскрытия продуктивных пластов должны производиться геофизические исследования разрезов скважин. Обязательный комплекс таких геофизических исследований устанавливается геологической службой нефтегазодобывающего предприятия совместно с геофизической организацией, проводящей исследования. Этот комплекс по согласованию с научно-исследовательскими институтами (составителями проектного документа на разработку) утверждается производственным объединением и должен быть предусмотрен в техническом проекте на строительство скважин.

5.3.7. Работы по цементированию обсадных колонн должны осуществляться в соответствии с действующей инструкцией по креплению скважин. Качественный цемент должен обеспечивать:

а) надежное разобщение нефтяных, газовых и водяных пластов, исключающее циркуляцию нефти, газа и воды в заколонном пространстве;

б) проектную высоту подъема тампонажного раствора;

в) высокую степень надежности цементного камня за обсадными трубами, его устойчивость к разрушающему воздействию пластовых жидкостей, механических и температурных нагрузок;

г) возможность создания проектных депрессий и репрессий на пласт;

д) соблюдение требований охраны недр и окружающей среды, предотвращение проникновения цементного раствора в продуктивный пласт;

5.3.8. Качество цементирования колонны в обязательном порядке контролируется специальными геофизическими исследованиями.

5.3.9. Работы по цементированию завершаются испытанием эксплуатационных колонн на герметичность. Применяемые методы испытания, допустимые и рекомендуемые при проведении этих работ допуски и пределы определяются действующими нормами и инструкциями.

5.3.10. При качественном цементировании обсадных колонн возможность использования скважины определяется нефтегазодобывающим объединением (по согласованию с местными органами Госгортехнадзора СССР).

5.4. Вскрытие продуктивных пластов перфорацией

5.4.1. Интервалы перфорации намечает геологическая служба нефтегазодобывающего управления в течение суток после получения материалов геофизических исследований фактического разреза данной скважины.

5.4.2. Условия применения, способы перфорации, порядок проведения работ определяются инструкцией по прострелочным и взрывным работам в скважинах, временной инструкцией по гидропескоструйному методу перфорации и вскрытию пласта, едиными правилами безопасности при взрывных работах.

5.4.3. Способ, тип и плотность перфорации должны выбираться с учетом геолого-промысловой характеристики объектов в соответствии с областями и условиями применения методов перфорации.

5.4.4. Способ, тип и плотность перфорации и технология ее проведения должны обеспечивать возможно полное гидродинамическое совершенство скважины и в то же время не вызывать побочных нарушений в обсадных трубах и в затвердевших тампонирующих материалах (смятие или разрушение обсадных труб и перемычек между интервалами перфорации и др.).

5.4.5. Ствол скважины перед перфорацией необходимо заполнять жидкостью (буровым раствором), исключающей возможность нефтегазопроявлений, обеспечивающей максимальное сохранение естественной проницаемости и нефтенасыщенности коллектора и не вызывающей затруднений при вызове притока жидкости в скважину.

5.4.6. При необходимости, контроль интервала перфорации должен осуществляться геофизическими методами.

5.5. Освоение скважин

5.5.1. Под освоением скважины понимается вызов притока жидкости из пласта или опробование нагнетания в него рабочего агента в соответствии с ожидаемой продуктивностью (приемистостью) пласта.

5.5.2. Комплекс работ по освоению включая, работы по восстановлению и повышению продуктивности пласта, необходимые для

их реализации технические средства и материалы должны быть предусмотрены в проектах на строительство скважин.

5.5.3. Освоение скважин осуществляется по типовым или индивидуальным планам, составленным соответствующими подразделениями нефтегазодобывающих и буровых предприятий. Планы по освоению скважин утверждаются руководством указанных предприятий.

5.5.4. В планах по освоению скважин должны быть оговорены условия, обеспечивающие сохранение целостности скелета пласта в призабойной зоне и цементного камня за эксплуатационной колонной, а также мероприятия по предотвращению:

а) деформации эксплуатационной колонны;

б) прорывов пластов вод (подошвенных, верхних, нижних), газа из газовой шапки;

в) открытых фонтанных проявлений;

г) снижения проницаемости призабойной зоны;

д) замазучивания окружающей территории.

На освоение скважин, вскрывших пласты в осложненных геологических условиях (аномально высокое пластовое давление, содержание в продукции значительных количеств H_2 и CO_2 высокие температуры и большой газовый фактор и др.), составляется индивидуальный план.

5.5.5. Освоение скважин производится с установкой соответствующего технологического оборудования, согласованного с нефтегазодобывающими предприятиями.

5.5.6. Освоение вышедших из бурения скважин производится методами, предусмотренными технологическими регламентами, утвержденными для конкретных геологофизических условий каждого месторождения (залежи).

5.5.7. В процессе освоения скважин осуществляется комплекс исследований, производится отбор проб пластовой жидкости. Виды и объемы исследований, отборы проб должны устанавливаться геологическими службами нефтегазодобывающих предприятий в соответствии с утвержденными регламентами на освоение скважин.

5.5.8. Продуктивность скважин восстанавливается или повышается путем повторной перфорации пластов или обработкой призабойных зон. Способы дополнительной перфорации и воздействия на призабойную зону пласта, технологии и параметры обработок выбираются в зависимости от геолого-физических свойств залежи в соответствии с действующими руководящими документами.

5.5.9. Скважина считается освоенной, если в результате проведенных работ определена продуктивность пласта и получен при-

ток жидкости, характерный для данного интервала опробования. При отрицательных результатах освоения устанавливаются их причины и утверждается дальнейший план работ.

5.5.10. Выбор способа эксплуатации, подбор, установка скважинного оборудования, а также дальнейшие работы по повышению продуктивности и достижению намеченной приемистости скважин осуществляются нефтегазодобывающими предприятиями в соответствии с проектными документами на разработку, особенностями геологического строения залежи и текущего состояния разработки месторождения.

5.5.11. Строительство скважины считается законченным после выполнения всех работ, предусмотренных техническим проектом на строительство и планом освоения скважины.

5.6. Передача скважин в эксплуатацию

5.6.1. Законченные строительством скважины передаются нефтегазодобывающему управлению.

5.6.2. Условия передачи скважин от бурового предприятия нефтегазодобывающему управлению регламентируются действующими основными условиями производства работ по строительству нефтяных и газовых скважин подрядным способом.

5.6.3. При передаче скважины в эксплуатацию буровое предприятие обязано передать нефтегазодобывающему предприятию следующие документы:

а) акт о заложении скважины;

б) проект бурения скважины (типовой геолого-технический наряд);

в) акты о начале и окончании бурения скважины;

г) акт об измерении альтитуды устья обсадной колонны;

д) материалы всех геофизических исследований и заключения по ним;

е) расчеты обсадных колонн, их меру, диаметр, толщину стенки, марку стали и другие необходимые характеристики для неметаллических колонн;

ж) акты на цементирование обсадных колонн, расчеты цементирования, лабораторные анализы качества цемента и результаты измерения плотности цементного раствора в процессе цементирования, данные о выходе цемента на устье или высоте подъема цемента (диаграмму цементомера), меру труб, компановку колонн, данные об удельном весе глинистого раствора в скважине перед цементированием;

з) акты испытания всех обсадных колонн на герметичность;

и) планы работ по опробованию или освоению каждого объекта;

к) акты на перфорацию обсадной колонны с указанием интервала перфорации, способа перфорации и количество отверстий;

л) акты опробования или освоения каждого объекта с приложением данных исследования скважин (дебиты, давления, анализы нефти, воды, газа);

м) заключение (акты) на испытания пластов в процессе бурения (испытателями пластов);

н) меру и тип насосно-компрессорных труб с указанием оборудования низа, глубины установки пусковых клапанов (отверстий);

о) геологический журнал с описанием всего процесса бурения и освоения скважины;

п) описание керна;

р) паспорт скважины с данными о процессе бурения, нефтегазопроявлениях и конструкции;

с) акты о натяжении колонн;

т) акты об оборудовании устья скважины;

у) акты о сдаче геологических документов по скважине.

5.6.4. Передача скважины и технической документации оформляется актом по установленной форме.

5.6.5. Передача законченных строительством скважин в эксплуатацию осуществляется буровой организацией при положительном заключении местных органов Госгортехнадзора.

6. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

6.1. Способы эксплуатации добывающих скважин

6.1.1. Под эксплуатацией скважин понимается их использование в технологических процессах подъема из пласта на поверхность жидкости (нефти, конденсата, воды) и газа.

6.1.2. Эксплуатация скважин осуществляется следующими основными способами:

а) фонтанным;

б) газлифтным;

в) насосным (штанговым, бесштанговым и др.).

6.1.3. Способы эксплуатации скважин и периоды их применения обосновываются в проектных документах на разработку месторождения и реализуются нефтегазодобывающими предприятиями по планам геолого-технических мероприятий.

6.1.4. Эксплуатация скважин должна осуществляться только при наличии в них насосно-компрессорных труб. Глубина спуска

и типоразмеры труб устанавливаются планами освоения скважин, планами геолого-технических мероприятий.

6.1.5. Бескомпрессорный газлифт с использованием природного газа в качестве рабочего агента может применяться в скважинах, пробуренных с конструкцией для газлифта, только при условии утилизации газа.

6.1.6. При необходимости в насосных установках ниже приема насоса следует применять специальные защитные приспособления для предохранения насоса от попадания в него посторонних предметов или для отделения нефти от песка и газа.

6.1.7. Одновременно-раздельная эксплуатация нескольких объектов одной скважиной осуществляется только при обосновании проектными документами на разработку месторождения, при условии применения сменного оборудования, допускающего раздельный учет добываемой продукции, проведение промысловых исследований.

6.1.8. Выбор оборудования для эксплуатации скважин должен обеспечивать:

а) заданный отбор жидкости из пласта (в соответствии с проектными показателями и результатами исследования скважин);

б) высокий КПД установок;

в) надежную и безаварийную работу скважины.

6.1.9. Ответственность за правильный подбор скважинного оборудования возлагается на службу разработки и производственно-техническую службу нефтегазодобывающего предприятия, а за надлежащее его использование — на технические службы предприятия.

6.2. Контроль за работой оборудования добывающих скважин

6.2.1. В процессе эксплуатации скважин осуществляется их исследование в целях контроля технического состояния эксплуатационной колонны, работы оборудования, проверки соответствия параметров работы скважин установленному технологическому режиму, получения информации, необходимой для оптимизации этих режимов.

6.2.2. При исследовании скважин:

а) проверяется техническое состояние скважины и установленного оборудования (герметичность цементного камня, обсадной колонны и насосно-компрессорных труб, состояние призабойной зоны пласта, загрязненность ствола скважины, подача насосов, работа установленных на глубине клапанов и других устройств);

б) проверяется соответствие параметров работы установленного оборудования добывным возможностям скважин и заданному технологическому режиму;

в) оценивается надежность и работоспособность узлов оборудования, определяется межремонтный период работы оборудования и скважины;

г) получается информация, необходимая для планирования различного рода ремонтно-восстановительных и других работ в скважинах, а также для установления технологической эффективности этих работ.

6.2.3. Для решения перечисленных в п.п. 6.2.1 и 6.2.2 задач используется комплекс различного рода исследований и измерений (замер дебитов нефти, обводненности продукции, газовых факторов, шаблонирование, глубинные измерения температур и давлений, промеры глубин, динамометрирование, запись расходов рабочего агента, учет отказов и ремонтов оборудования, анализ проб продукции скважин и др.).

6.2.4. Виды, объем и периодичность исследований и измерений с целью контроля за работой оборудования для всех способов эксплуатации скважин устанавливаются нефтегазодобывающими управлениями совместно с научно-исследовательскими организациями и геофизическими предприятиями в соответствии с рекомендациями проектных документов и утверждаются руководством объединения.

6.2.5. Исследования по контролю за работой добывающих скважин должны осуществляться в полном соответствии с правилами безопасности в нефтегазодобывающей промышленности, с соблюдением требований охраны недр и окружающей среды.

6.2.6. Документами, регламентирующими объемы, методы и технологию исследований, являются действующие обязательные комплексы, инструкции и другие руководящие документы, по технологическим, гидродинамическим и лабораторным исследованиям, наблюдениям и операциям.

6.2.7. Материалы по контролю за работой оборудования систематически анализируются и используются инженерной службой нефтегазодобывающих предприятий для обеспечения установленных технологических режимов работы скважины.

6.2.8. Все первичные материалы исследований подлежат обязательному хранению на протяжении всего периода эксплуатации скважин (кроме эхограмм и динамограмм, срок хранения которых устанавливается не менее трех лет).

6.3. Технологический режим работы добывающих скважин

6.3.1. Под установленным технологическим режимом скважин следует понимать совокупность основных параметров ее работы, обеспечивающих получение предусмотренных технологическим проектным документом на данный период отборов нефти, жидкости и газа и соблюдение условий надежности эксплуатации. Технологический режим скважин обеспечивает регулирование процесса разработки и характеризуется следующими основными параметрами:

а) пластовым, забойным и устьевым давлениями;

б) дебитом жидкости, обводненностью и газовым фактором;

в) типоразмерами установленного эксплуатационного оборудования и режимами его работы (конструкция лифта, глубина подвески и диаметр насоса, производительность, число качаний, длина хода, развиваемый напор и др.).

6.3.2. Технологические режимы работы скважин составляются цехами по добыче нефти, исходя из утвержденных норм отбора нефти, жидкости и газа, и утверждаются главным геологом и главным инженером нефтегазодобывающего предприятия. Одновременно с технологическими режимами составляется и утверждается план геолого-технических мероприятий по обеспечению норм отбора из эксплуатационного объекта. Технологические режимы скважин устанавливаются ежемесячно или один раз в квартал в зависимости от стадии разработки.

6.3.3. Ответственность за соблюдением установленных режимов несут мастер и начальник цеха (промысла) по добыче нефти.

6.3.4. Контроль за выполнением установленных технологических режимов работы скважин осуществляется геологической и производственно-технической службами нефтегазодобывающих предприятий. В порядке надзора контроля осуществляют вышестоящие организации и органы Госгортехнадзора СССР.

6.3.5. Для наблюдения за режимом работы скважин устанавливаются контрольно-измерительная аппаратура и устройства для отбора устьевой пробы добываемой продукции. Обвязка скважин должна обеспечивать проведение комплекса исследований: индивидуальный замер дебита жидкости и газа, обводненности, (эхометрирование, динамометрирование, спуск глубинных приборов и т. д.).

Пуск новых, необорудованных для индивидуального замера дебита и исследования скважин в эксплуатацию не разрешается.

6.3.6. Материалы по режимам работы скважин подлежат анализу и обобщению:

а) цех по добыче нефти (нефтепромысел) проводит оперативный анализ выполнения установленных режимов, намечает план мероприятий по их поддержанию, утверждаемый главным инженером и главным геологом нефтегазодобывающего предприятия;

б) нефтегазодобывающее управление обобщает результаты анализа режимов по объектам разработки, площадям, способам эксплуатации и др. и отражает их в ежегодных отчетах.

6.4. Ремонт скважин

6.4.1. Ремонт скважин подразделяется на капитальный и подземный (текущий):

а) к капитальному ремонту относятся работы, связанные с изменением объекта эксплуатации скважин, креплением рыхлых коллекторов, восстановлением герметичности обсадной колонны и ликвидацией ее деформации, зарезкой второго ствола, ограничением притоков пластовых, закачиваемых вод и вод из пластов-обводнителей, с ловильными и другими аналогичными работами с подземным оборудованием;

б) к подземному (текущему) ремонту относятся работы, связанные с переводом скважин с одного способа эксплуатации на другой, с обеспечением заданного технологического режима работы подземного эксплуатационного оборудования, изменением режимов работы и сменой этого оборудования, очисткой ствола скважины и подъемных труб от песка, парафина и солей.

6.4.2. При производстве ремонтных работ в скважинах не допускается применение рабочих жидкостей, снижающих проницаемость призабойной зоны пласта. Оборудование устья и ствола скважины, плотность «рабочих» жидкостей должны предупреждать открытые нефте- и газопроявления.

6.4.3. При подземных ремонтах, связанных с полным подъемом труб, при необходимости, проводятся работы по обследованию чистоты забоя и проверке состояния цементного камня за колонной (геофизическими методами).

6.4.4. Ремонт скважин должен производиться в строгом соответствии с действующими правилами безопасности в нефтегазодобывающей промышленности, требованиями охраны недр и окружающей среды, а также правилами и инструкциями по эксплуатации применяемого оборудования и проведению технологических процессов.

6.4.5. Информация о проведенных ремонтных работах, их содержании, межремонтном периоде работы оборудования и скважины и технико-экономической эффективности подлежит хранению нефтедобывающим предприятием на протяжении всего периода разработки эксплуатационного объекта.

6.5. Содержание фонда скважин

6.5.1. Техническое состояние скважин и установленного на них оборудования должно обеспечивать:

— эксплуатацию скважин в соответствии с утвержденными технологическими режимами их работы;

— изменение и контроль этих режимов (замер устьевых и затрубных давлений, дебитов скважин по жидкости, газовых факторов, обводненности продукции, рабочего давления и расхода газа при газлифтной эксплуатации скважин, подача насосов при механизированной эксплуатации, отборов устьевых проб и т. д.);

— промыслово-гидродинамические исследования скважин с целью контроля процессов разработки, состояния подземного оборудования и призабойных зон пластов;

— проведение мероприятий по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин.

6.5.2. Обслуживание скважин различных категорий проводится в соответствии с требованиями инструкций по эксплуатации скважин и установленного на них оборудования.

6.5.3. Для выполнения работ по контролю процессов разработки и технологических режимов работы скважин, последние должны быть оборудованы:

а) при фонтанном и газлифтном способах эксплуатации скважин — манометрами для контроля буферного и затрубного давлений, устройствами для отбора устьевых проб, арматурными площадками и лубрикаторами, позволяющими спускать в скважины глубинные приборы (манометры, термометры, дебитомеры, пробоотборники и др.). При газлифтном способе эксплуатации выкидные линии устьевых арматур дополнительно оборудуются манометрами, расходомерами, различными устройствами для замера и регулирования давления и расхода рабочего газа;

б) при эксплуатации скважин ШГН — устройствами для отбора проб жидкости и затрубного газа, динамометрирования, измерения уровня эхолотом;

в) при эксплуатации скважин погружными ЭЦН — станциями управления, устройствами для контроля подачи насоса, манометрами для замера давления на буфере и в затрубном пространстве;

г) при эксплуатации скважин гидропоршневыми насосами — устройствами для контроля числа ходов погружного агрегата, манометрами для контроля давления рабочей жидкости.

6.5.4. Обусловленные образованием в скважинах песчаных пробах, эррозией штуцера и рабочей поверхности насосов жидкостью (особенно при значительном выносе песка), отложениями парафина, гидратов, солей, продуктов коррозии в трубах, штуце-

рах, насосах или наземном оборудовании, прорывами газа из газовой шапки, посторонних вод, нарушения технологических режимов работы скважин определяются по резкому изменению дебитов скважин, газового фактора и обводненности их продукции, давлений на буфере, в затрубном пространстве и на выкидных линиях. При обнаружении таких нарушений принимаются немедленно меры по выявлению и устранению их причин, восстановлению утвержденного режима работы скважин.

6.5.5. В скважинах со значительным выносом песка проводятся мероприятия по закреплению призабойной зоны. Методы закрепления (установка фильтров, цементирование, обработка смолами, полимерами и т. д.) выбирается в зависимости от конкретных условий.

6.5.6. Перевод скважин на других объектах разработки осуществляется в соответствии с действующими положениями и инструкциями.

6.5.7. Приобщение новых объектов для совместной эксплуатации с ранее эксплуатируемыми в данной скважине объектами производится в соответствии с требованиями действующей инструкции по приобщению.

6.5.8. Работы по консервации скважин и оформление соответствующей документации должны осуществляться в соответствии с действующими положениями о порядке временной консервации нефтяных и газовых скважин.

6.5.9. Все пробуренные на территории СССР скважины (разведочные, добывающие, специальные и др.) выполнившие свое назначение и дальнейшее использование которых в народном хозяйстве нецелесообразно или невозможно подлежат ликвидации в соответствии с действующим положением.

7. ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ ПЛАСТА

7.1. Под воздействием на призабойную зону пластов следует понимать комплекс осуществляемых в скважинах работ по изменению 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.

7.2. Работы по воздействию на призабойную зону пласта проводятся на всех этапах разработки месторождений (залежей).

7.3. Методы воздействия на призабойную зону подразделяются на химические, физические и термические. Возможны также различные сочетания этих методов.

7.4. Основные методы воздействия на призабойную зону должны предусматриваться в проектах и в работах по авторскому надзору за разработкой месторождения (залежи).

7.5. Методы технологии и периодичность проведения работ по воздействию на призабойную зону обосновываются геологической и технической службами нефтегазодобывающего предприятия в соответствии с рекомендациями проектных документов на разработку на основе технико-экономической оценки их эффективности.

7.6. Работы по воздействию на призабойную зону пласта осуществляются в соответствии со специальными планами.

Эти планы составляются геологической и технической службами нефтегазодобывающего предприятия, утверждаются главным инженером и главным геологом предприятия.

7.7. При планировании и осуществлении работ по воздействию на призабойную зону следует руководствоваться:

а) действующими инструкциями по отдельным видам воздействия на призабойную зону;

б) правилами безопасности в нефтегазодобывающей промышленности;

в) требованиями и нормами по охране недр и окружающей среды.

7.8. Работы по воздействию на призабойную зону оформляются специальным актом, подписываемым мастером, начальником цеха по капитальному ремонту скважин и начальником цеха (промысла) по добыче нефти, и регистрируются в паспорте скважины.

8. УЧЕТ ДОБЫЧИ И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НЕФТИ И НЕФТЯНОГО ГАЗА

8.1. Учет добычи нефти на промыслах

8.1.1. Оперативный учет добытой нефти по скважинам осуществляется на основании данных замера дебита скважин по жидкости с помощью групповых замерных установок (ГЗУ), расходомеров и других замерных устройств с учетом отработанного скважинами времени и процентного содержания воды.

8.1.2. Объем добытой нефти по бригадам определяется как сумма добытой нефти по работающим скважинам, обслуживаемым данной бригадой, или на основании данных замера бригадных узлов учета.

8.1.3. Учет добытой нефти по бригадам и промыслам осуществляется по показаниям приборов бригадных и промысловых узлов учета.

8.1.4. Нормируемые технологические потери нефти и конденсата определяются по фактическому учету в соответствии с отраслевой инструкцией (согласованной с Госгортехнадзором СССР), подтверждаются специальными актами списания потерь.

8.2. Учет добычи и использования нефтяного газа

8.2.1. Нефтяной газ, извлекаемый из недр и отделенный от нефти, подлежит сбору, учету и рациональному использованию в народном хозяйстве.

8.2.2. Оперативный учет добычи нефтяного газа осуществляется на основании учета добычи нефти и суммы замеров газа на газовых линиях всех ступеней сепарации, реализуемых на промысле с учетом объема газа, оставшегося в нефти после последней ступени сепарации. Замеры газовых факторов скважин и отдельных ступеней сепарации производятся по графику, утвержденному главным геологом и главным инженером нефтегазодобывающего предприятия в соответствии с комплексом промысловых гидродинамических исследований.

8.2.3. При содержании в нефтяном газе ценных сопутствующих компонентов (этана, пропана, бутана, сероводорода, гелия), запасы которых утверждены в ГКЗ СССР, их добыча и использование учитываются по компонентам в соответствии с действующими инструкциями.

9. ВЕДЕНИЕ ДОКУМЕНТАЦИИ ПО РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

9.1. Документация по разработке нефтяных месторождений и эксплуатации скважин ведется во всех звеньях управления нефтедобывающей промышленности с целью систематизации и хранения информации, необходимой для:

а) перспективного и оперативного планирования технико-экономических показателей разработки месторождений и составления отчетных документов по выполнению планов;

б) проектирования разработки нефтяных месторождений;

в) обоснования и планирования мероприятий, направленных на повышение эффективности систем разработки залежей (объектов), а также работы отдельных скважин, установок и оборудования, используемых в технологическом процессе добычи нефти;

г) контроля и анализа разработки залежей (объектов), оценки эффективности мероприятий по совершенствованию и регулированию процесса разработки;

д) планирования и контроля эффективности мероприятий по охране недр и окружающей среды.

9.2. Документация, ведущаяся различными звеньями управления, должна соответствовать установленным единым формам и удовлетворять требованиям автоматизированных систем управления.

9.3. По видам документация подразделяется на первичную, сводную и обобщающую.

9.4. Первичная документация включает объективные данные различных измерений и исследований, имеющих отношение к технологическим процессам добычи нефти, акты о проведении различных работ на скважинах и других нефтепромысловых объектах заполняется в тех звеньях, где непосредственно проводятся соответствующие работы, исследования и наблюдения (цеха и бригады по добыче нефти, подземному и капитальному ремонту скважин, ЦНИПРы, ЦНИЛы и др.).

К основным первичным документам относятся:

а) описание кернового материала;

б) данные определения коллекторских свойств и параметров пластов;

в) результаты лабораторных анализов нефти, воды и газа;

г) данные литолого-фациальных исследований пластов;

д) журнал замеров продукции скважин и закачки вытесняющих агентов;

е) суточный рапорт о работе скважин или сведения о работе скважин, полученные по системе телемеханики;

ж) данные гидродинамических и геофизических исследований скважин (пластовое и забойное давление, профили притока, поглощения, температуры и т. п.);

з) результаты замеров глубин забоев и работ по их очистке;

и) акты о перфорации скважин;

к) акты и материалы о подземном и капитальном ремонтах скважин;

л) акты и материалы о прочих работах, проведенных в стволе скважин (возврат, дострел, воздействие на призабойную зону пласта и т. д.);

м) материалы, полученные от организаций, проводивших разведку, бурение скважин, подсчет запасов и т. д.

9.5. Сводная документация систематизирует и объединяет информацию, содержащуюся в первичной документации и заполняется в соответствующих цехах, ЦНИПРах, ЦНИЛах и других организациях. К основным сводным документам, относятся:

а) дело скважины (паспорт, карточки добывающих и нагнетательных скважин, карточки по исследованию скважин);

б) технологические режимы;

в) сводные ведомости по отбору нефти, газа, воды, обводненности, учету времени работы скважины и др.;

г) каталоги, таблицы, графики, диаграммы и др.

9.6. Обобщающая документация содержит обработанную первичную информацию по укрупненным объектам и показателям и ведется в различных звеньях (цех, ЦНИПР, НГДУ, объединение, отраслевые НИПИ) в соответствии с распределением функций в данном объединении. К основным обобщающим документам относятся:

а) паспорт производственного нефтегазодобывающего предприятия;

б) каталог структуры запасов;

в) геологические отчеты;

г) отчеты по состоянию и движению фонда скважин;

д) паспорт месторождения (залежи, объекта);

е) геологические профили и карты (структурные, разработки, изобар, распределения запасов и др.);

ж) отчетные формы для ЦСУ и Госплана СССР.

9.7. Ответственность за ведение первичной документации и ее качество несут мастера по добыче нефти, подземному (текущему) и капитальному ремонту скважин, диспетчерская служба автоматизированных цехов по добыче нефти и поддержанию пластового давления, руководители соответствующих лабораторий ЦНИПРов, ЦНИЛов, НИПИ.

9.8. Ответственность за ведение сводных и обобщающих документов несет руководство цехов, НГДУ, объединений в соответствии с типовыми положениями и должностными инструкциями.

9.9. Все документы* составляются по утвержденным Миннефтепромом (Мингазпромом) формам. При введении новых форм указывается звено управления, ответственное за их заполнение.

10. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

10.1. Общие положения

10.1.1. В соответствии с основами законодательства СССР и союзных республик о недрах, основами водного законодательства и водного кодекса РСФСР, действующим положением о Госгортехнадзоре СССР, постановлениями ЦК КПСС и Совета Министров СССР по усилению охраны природы и улучшению использования природных ресурсов, разведка, разбуривание и разработка

---

* Кроме отчетных форм для ЦСУ и Госплана СССР

нефтяных месторождений должны осуществляться при полном и строжайшем соблюдении мер по охране недр и окружающей среды.

10.1.2. Охрана недр предусматривает осуществление комплекса мероприятий, направленных на предотвращение потерь нефти в недрах вследствие низкого качества проводки скважин, нарушений технологии разработки нефтяных залежей и эксплуатации скважин, приводящих к преждевременному обводнению или дегазации пластов, перетокам жидкости между продуктивными и соседними горизонтами, разрушению нефтесодержащих пород, обсадной колонны и цемента за ней и т. п.

10.1.3. Охрана окружающей среды предусматривает мероприятия, направленные на обеспечение безопасности населенных пунктов, рациональное использование земель и вод, предотвращение загрязнения поверхностных и подземных вод, воздушного бассейна, сохранение лесных массивов, заповедников, охранных зон и т. п.

10.1.4. Охрана окружающей среды (воздушного бассейна и морской среды) в процессах разбуривания и разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений на континентальном шельфе осуществляется в соответствии с утвержденными Мингазпромом и Госгортехнадзором СССР правилами по безопасному ведению работ на морских стационарных платформах.

10.1.5. Ответственность за охрану недр и окружающей среды возлагается на руководителей предприятий, осуществляющих разведку, разбуривание и разработку нефтяных месторождений.

10.1.6. Контроль за выполнением правил, положений, норм и инструкций по охране недр возложен на Госгортехнадзор СССР и его органы на местах. Предписания органов Госгортехнадзора СССР обязательны для всех предприятий и организаций, осуществляющих поисковое, разведочное, эксплуатационное бурение и разработку.

10.1.7. Контроль за выполнением правил, положений, норм и инструкций по охране окружающей среды при разведке, разбуривании и разработке нефтяных месторождений осуществляется соответствующими организациями и службами на местах (местными органами Госгортехнадзора СССР, бассейновыми управлениями по использованию и охране поверхностных вод, санитарной службой, инспекцией рыбоохраны и др.).

10.2. Охрана недр и окружающей среды в процессе разбуривания нефтяного месторождения

10.2.1. При бурении скважин на нефтяных месторождениях должны быть приняты меры, обеспечивающие:

а) предотвращение открытого фонтанирования, грифонообразования, поглощений промывочной жидкости, обвалов стенок скважин и межпластовых перетоков нефти, воды и газа в процессе проводки, освоения и последующей эксплуатации скважин;

б) надежную изоляцию в пробуренных скважинах нефтеносных, газоносных и водоносных пластов по всему вскрытому разрезу;

в) необходимую герметичность всех технических и обсадных колонн труб, спущенных в скважину, их качественное цементирование;

г) предотвращение ухудшения коллекторских свойств продуктивных пластов, сохранение их естественного состояния при вскрытии, креплении и освоении.

10.2.2. Пласты с признаками нефтегазоносности, обнаруженные в процессе бурения скважины по данным керна, каротажа и непосредственных нефтегазопроявлений, должны быть изучены с целью определения возможности получения из них промышленных притоков нефти и газа. Пласты с благоприятными показателями должны быть обязательно взяты на учет. При прохождении их скважинами должны быть приняты меры по охране недр.

10.2.3. В процессе разведки при подготовке месторождений к разработке необходимо опробовать все пласты, нефтегазоносность которых отмечена по результатам анализа шлама, образцов пород и геофизических исследований. В случае получения при опробовании этих пластов воды на них должны быть проведены исследовательские работы, уточняющие источник поступления воды и, при необходимости, повторное опробование после изоляционных работ.

10.2.4. Вскрытие пластов с высоким давлением, угрожающим выбросами или открытыми фонтанами, необходимо проводить при установленном на устье скважин противовыбросовом оборудовании с применением промывочной жидкости в соответствии с техническим проектом на бурение скважин.

10.2.5. Противовыбросовое оборудование и его обвязка должны монтироваться в соответствии с типовой схемой, утвержденной объединением и согласованной с органами Госгортехнадзора и военизированными частями по предупреждению возникновения и ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов. Обвязка превенторов должна обеспечивать возможность промывки скважины с противодавлением на пласты. Перед установкой противовыбросовое оборудование должно быть испытано на пробное давление, указанное в паспорте. После установки на устье скважины превентор опрессовывается вместе с колонной на давление, величина

которого определяется максимальным давлением, ожидаемым на устье скважины при возможном открытом фонтанировании.

10.2.6. Эксплуатационные объекты месторождения следует разбуривать при обеспечении всех необходимых мер по предотвращению ущерба другим объектам. При первоочередном разбуривании нижних пластов должны быть предусмотрены все необходимые технические мероприятия, гарантирующие успешную проводку скважин через верхние продуктивные пласты (предотвращающие нефтяные или газовые выбросы и открытые фонтаны, а также глинизацию верхних пластов и ухудшение их естественной проницаемости).

10.2.7. В скважинах, проводимых на нижележащие пласты, должны быть осуществлены технические мероприятия по предупреждению ухода промывочной жидкости в верхние пласты. При уходе промывочной жидкости в разрабатываемые верхние пласты эксплуатация добывающих скважин, ближайших к бурящейся, должна быть прекращена до окончания ее бурения или спуска промежуточной колонны, перекрывающей эксплуатируемый пласт.

10.2.8. Перфорация и торпедирование скважин должны производиться при строгом соблюдении действующих инструкций.

10.2.9. Для предотвращения снижения проницаемости призабойной зоны скважин в результате длительного воздействия на них воды или глинистого раствора после окончания бурения скважин и перфорации колонны должны быть приняты меры по немедленному освоению скважин. Временное бездействие скважин, связанное с отставанием обустройства площадей, допускается только при условии заполнения ствола скважины (или хотя бы его нижней части) пластовой жидкостью.

10.2.10. В разведочной скважине, имеющей эксплуатационную колонну, последовательное опробование нескольких нефтеносных пластов производится раздельно «снизу вверх». После окончания опробования очередного пласта его изолируют путем установки цементного моста (или других технических средств) с последующей проверкой его местоположения и герметичности снижением уровня и опрессовкой.

10.2.11. В скважинах, не законченных бурением по техническим причинам (вследствие аварий или низкого качества проводки), в пройденном разрезе которых установлено наличие нефтегазоводоносных пластов, необходимо произвести изоляционные работы в целях предотвращения межпластовых перетоков нефти, воды и газа.

10.2.12. В процессе бурения и освоения разведочных, эксплуатационных (добывающих) и нагнетательных скважин должен быть проведен комплекс геофизических, гидродинамических и других

исследований в соответствии с проектом разведки, утвержденными проектными документами на разработку и проектами на строительство скважин.

10.2.13. Мероприятия по охране окружающей среды в процессе разбуривания нефтяных месторождений должны быть направлены на предотвращение загрязнений земли, поверхностных и подземных вод буровыми растворами, химреагентами, нефтепродуктами, минерализованными водами. Они включают в себя:

а) планировку и обвалку буровых площадок, емкостей с нефтепродуктами и химреагентами, использование для хранения буровых растворов и шлама разборных железобетонных емкостей или земляных амбаров с обязательной гидроизоляцией их стенок и днища;

б) многократное использование бурового раствора, нейтрализацию, сброс в поглощающие горизонты или вывоз его и шлама в специально отведенные места;

в) рациональное использование и обязательную рекультивацию земель после бурения скважин.

10.3. Охрана недр и окружающей среды при разработке нефтяных месторождений

10.3.1. Разработка нефтяного месторождения в целом и каждого его отдельного объекта должна осуществляться в соответствии с утвержденными проектными документами.

10.3.2. Вносимые в процессе эксплуатации месторождения (залежи) не предусмотренные проектом (технологической схемой) предложения по совершенствованию системы разработки, ведущие к изменению принятых проектных положений по количеству добывающих и нагнетательных скважин, уровней добычи нефти и закачки воды, могут быть начаты внедрением только после переутверждения проектного документа.

10.3.3. Промышленная разработка нефтяных и нефтегазовых месторождений допускается только при условии, когда добываемый вместе с нефтью газ используется в народном хозяйстве или, в целях временного хранения, закачивается в специальные подземные хранилища, в разрабатываемые или подлежащие разработке нефтяные пласты.

В процессе промышленной разработки нефтяных месторождений должны быть обеспечены сбор и использование добываемых вместе с нефтью газа, конденсата и сопутствующих ценных компонентов и воды в объемах, предусмотренных в утвержденном технологическом проектном документе. Проект обустройства нефтяного месторождения под промышленную разработку может быть при-

нят к утверждению только в случае, когда в нем решены вопросы сбора и рационального использования нефтяного газа.

10.3.4. На разрабатываемых месторождениях (залежах) должен проводиться обязательный комплекс исследований и систематических измерений по контролю разработки, соответствующий утвержденному Министерством нефтяной или газовой промышленности принципиальному комплексу гидродинамических и промыслово-геофизических исследований и измерений, удовлетворяющий требованиям утвержденного проектного документа на разработку.

В этот комплекс должны быть включены исследования по своевременному выявлению скважин — источников подземных утечек и межпластовых перетоков.

10.3.5. Добывающие и нагнетательные скважины должны эксплуатироваться в соответствии с технологическим режимом, утвержденным в установленном порядке.

10.3.6. Освоение и эксплуатация добывающих и нагнетательных скважин должны производиться при соответствующем оборудовании устья скважины, которое должно предотвращать возможность выброса и открытого фонтанирования нефти и газа, потерь нагнетаемой воды.

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

В виде исключения эксплуатация дефектных скважин может быть разрешена объединением по согласованию с местными органами Госгортехнадзора. Одновременно с выдачей такого разрешения утверждаются специальные режимы эксплуатации этих скважин, обеспечивающие охрану недр и окружающей среды, а также план ремонтно-восстановительных работ.

В районе дефектных скважин необходимо осуществлять постоянный контроль с целью принятия, в случае необходимости, соответствующих мер по охране недр.

10.3.8. 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.

В скважинах, где раздел между нефтеносными и газоносными, нефтеносными и водоносными пластами невелик, мероприятия по интенсификации добычи должны производиться при условии создания допустимого перепада давления на перемычку.

10.3.9. Если до обработки призабойной зоны вынос породы и разрушение пласта не наблюдались, а после обработки началось

интенсивное поступление породы пласта в скважину, необходимо прекратить или ограничить отбор нефти из скважины и осуществить технические мероприятия по ограничению доступа породы пласта в ствол скважины.

10.3.10. Практическому осуществлению любого метода интенсификации добычи нефти на каждом новом нефтяном месторождении должны предшествовать экспериментальные исследования, проводимые с целью обоснования основных параметров процесса, соблюдение которых обеспечивает сохранность колонны и цементного кольца скважины.

10.3.11. Освоение скважин после бурения, подземного и капитального ремонта следует производить при оборудовании устья скважины герметизирующим устройством, предотвращающим разлив жидкости, открытое фонтанирование.

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

Решение вопроса о прекращении эксплуатации добывающей скважины должно приниматься в соответствии с действующим положением по определению предела разработки нефтяного месторождения и эксплуатации скважин.

10.3.13. 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 в недрах, то нефтегазодобывающие предприятия обязаны установить и ликвидировать причину неуправляемого движения пластовых флюидов.

10.3.14. На нефтяных месторождениях, содержащих сероводород, при бурении скважин, добыче, сборе и транспорте нефти и попутного газа должны выполняться требования действующей инструкции по безопасности работ при разработке нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений, содержащих сероводород.

10.3.15. Мероприятия по охране окружающей среды при разработке нефтяных месторождений должны быть направлены на предотвращение загрязнения земли, поверхностных и подземных вод, воздушного бассейна нефтепродуктами (жидкими и газообразными), промысловыми сточными водами, химреагентами, а также на рациональное использование земель и пресных вод. Они включают в себя:

а) полную утилизацию промысловой сточной воды путем ее закачки в продуктивные или поглощающие пласты;

б) при необходимости, обработку закачиваемой в продуктивные пласты воды антисептиками с целью предотвращения ее заражения сульфатовосстанавливающими бактериями, приводящими к образованию сероводорода в нефти и в воде;

в) использование герметизированной системы сбора, промыслового транспорта и подготовки продукции скважин;

г) полную утилизацию попутного газа, использование замкнутых систем газоснабжения при газлифтной эксплуатации скважин;

д) быструю ликвидацию аварийных разливов нефти, строительство нефтеловушек на реках, в местах ливневых стоков;

е) создание сети контрольных пунктов для наблюдения за составами поверхностных и подземных вод;

ж) исключение при нормальном ведении технологического процесса попадания на землю, в поверхностные и подземные воды питьевого водоснабжения ПАВ, кислот, щелочей, полимерных растворов и др. химреагентов, используемых как для повышения нефтеотдачи, так и для других целей;

з) применение антикоррозионных покрытий, ингибиторов для борьбы с солеотложениями и коррозией нефтепромыслового оборудования;

и) организацию регулярного контроля за состоянием скважин и нефтепромыслового оборудования.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Стр.

Предисловие 3

1. ПОДГОТОВКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ К РАЗРАБОТКЕ

1.1. Нефтяная залежь, нефтяное месторождение 4
1.2. Категории скважин 5
1.3. Основные требования, предъявляемые к разведке нефтяных месторождений 8
1.4. Геолого-промысловые исследования, опробование, испытание и пробная эксплуатация разведочных скважин 11
1.5. Пробная эксплуатация нефтяных залежей 13
1.6. Опытно-промышленная разработка нефтяных залежей . . . 14
1.7. Подсчет и учет запасов нефти, газа и конденсата, порядок передачи разведанных месторождений для опытных работ и промышленного освоения 16

2. ПРОМЫШЛЕННАЯ РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

2.1. Ввод нефтяных месторождений (залежей) в промышленную разработку 19
2.2. Проектирование систем разработки нефтяных месторождений 20
2.3. Порядок составления и утверждения проектных документов на разработку нефтяных месторождений 26
2.4. Воздействие на нефтяную залежь 28
2.5. Контроль за разработкой нефтяных залежей 29
2.6. Регулирование процесса разработки нефтяных залежей . . 31
2.7. Нормирование отборов нефти из залежей (объектов разработки) . 32

3. СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ ЗАВОДНЕНИЕМ . . . . . .

3.1. Требования к системам ППД заводнением 34
3.2. Требования к нагнетательной скважине и закачиваемой воде . 35
3.3. Освоение, эксплуатация и исследования нагнетательных скважин . 36
3.4. Нормирование объемов закачки и учет закачиваемой воды . . 38

4. ОБЯЗАННОСТИ ОРГАНИЗАЦИЙ-СОСТАВИТЕЛЕЙ ПРОЕКТНЫХ ДОКУМЕНТОВ ПО РАЗРАБОТКЕ И ПРЕДПРИЯТИЙ, ОСУЩЕСТВЛЯЮЩИХ ИХ ПРАКТИЧЕСКУЮ РЕАЛИЗАЦИЮ 39

5. СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН 40

5 1 Проектирование строительства скважин 40
5.2. Бурение скважин и их конструкция 41
5.3. Вскрытие продуктивных пластов бурением и крепление скважин . 42
5.4. Вскрытие продуктивных пластов перфорацией 44
5.5. Освоение скважин 44
5.6. Передача скважин в эксплуатацию 46

6 ЭКСПЛУАТАЦИЯ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН 47

6.1. Способы эксплуатации добывающих скважин 47
6.2. Контроль за работой оборудования добывающих скважин . . 48
6.3. Технологический режим работы добывающих скважин . . 50
6.4. Ремонт скважин 51
6.5. Содержание фонда скважин 52

7. ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ ПЛАСТА . . 53

8. УЧЕТ ДОБЫЧИ И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НЕФТИ И НЕФТЯНОГО ГАЗА 54

8.1. Учет добычи нефти на промыслах 54
8.2. Учет добычи и использования нефтяного газа 55

9. ВЕДЕНИЕ ДОКУМЕНТАЦИИ ПО РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН 55

10 ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ 57
10.1. Общие положения 57
10.2. Охрана недр и окружающей среды в процессе разбуривания нефтяного месторождения 58
10.3 Охрана недр и окружающей среды при разработке нефтяных месторождений 61

gost.e-ecolog.ru

Объем 4,25 п. л. Тираж 4000

Типография ХОЗУ Миннефтепрома