



Об утверждении Единых правил разработки нефтяных и газовых месторождений Республики Казахстан

Утративший силу

Постановление Правительства Республики Казахстан от 18 июня 1996 года № 745. Утратило силу постановлением Правительства Республики Казахстан от 10 февраля 2011 года № 123

Сноска. Утратило силу постановлением Правительства РК от 10.02.2011 № 123 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после первого официального опубликования).

В целях реализации Указа Президента Республики Казахстан, имеющего силу Закона, от 28 июня 1995 г. N 2350 "О нефти" Правительство Республики Казахстан постановляет:

1. Утвердить Единые правила разработки нефтяных и газовых месторождений Республики Казахстан (прилагаются).
2. Недропользователям при разработке нефтяных и газовых месторождений руководствоваться названными Едиными правилами.
3. Министерству нефтяной и газовой промышленности Республики Казахстан обеспечить контроль выполнения положений, предусмотренных в Единых правилах разработки нефтяных и газовых месторождений в Республике Казахстан.

З а м е с т и т е л ь
П р е м ь е р - М и н и с т р а

Республики Казахстан
У т в е р ж д е н ы
постановлением П р а в и т е л ь с т в а
Р е с п у б л и к и К а з а х с т а н
от 18 июня 1996 г. N 745

Единые правила разработки нефтяных и газовых месторождений Республики Казахстан

Введение

Единые правила разработки нефтяных и газовых месторождений Республики Казахстан (далее - Правила) разработаны впервые.

Правила устанавливают основные нормы и требования ко всем этапам освоения и промышленной разработки нефтяных и газовых месторождений, расположенных в Республике Казахстан, к геологическому изучению месторождений, подсчету и учету запасов, проектированию и созданию на месторождениях рациональных систем разработки, строительству и эксплуатации скважин всех категорий и необходимых промысловых сооружений, управлению процессами разработки, охране недр и окружающей природной среды.

Правила подготовлены в соответствии с Указами Президента Республики Казахстан, имеющими силу Закона: от 17 апреля 1995 г. N 2200 "О лицензировании", от 28 июня 1995 г. N 2350 "О нефти", от 27 января 1996 г. N 2828 "О недрах и недропользовании" и другими законодательными и нормативными актами. с.м. Z100291

Последовательность работ по проектированию и соответствующему выполнению операций по промышленной разработке месторождений определена в Правилах, исходя из объективных условий постепенного получения информации и детализации представлений о залежах в течение всего длительного периода, начиная с поисков и кончая завершением их разработки. В связи с этим предусматривается необходимость двух-трехкратного проектирования, выполнения авторских надзоров и анализов разработки с изменением, при необходимости, ранее принятых технологических решений и внесением соответствующих коррективов в контракты (договоры).

1. Подготовка месторождений углеводородов к разработке

1.1. Месторождения углеводородов

1.1.1. Месторождение углеводородов - это одна или несколько залежей, приуроченных территориально к одной площади и связанных с благоприятной тектонической структурой или с другими типами ловушек.

1.1.2. Под залежью понимается скопление углеводородов в природном едином гидрогазодинамическом резервуаре, приуроченном к одному пласту-коллектору, двум-трем и более сообщающимся пластам-коллекторам разреза или к большой толще пород-коллекторов месторождения. Количество залежей в геологическом разрезе месторождения может соответствовать количеству продуктивных пластов или быть меньше его.

1.1.3. По начальному природному фазовому состоянию углеводородов в недрах залежи подразделяются на однофазные и двухфазные.

К однофазным относятся:

нефтяные залежи, содержащие только нефть с растворенным в ней газом;
газовые залежи, содержащие только природный газ, состоящий из
низкомолекулярных углеводородов;
газоконденсатные залежи, содержащие газ с углеводородным конденсатом в
газовом состоянии.

Двухфазные залежи в начальном природном виде содержат в пластах одновременно нефть и свободный газ, залегающий над нефтью в виде шапки. В зависимости от доли объема нефтенасыщенной части V_n от общего объема залежи углеводородов в целом к двухфазным залежам относятся:
нефтяные с газовой или газоконденсатной шапкой при $V_n > 0,75$;
газонефтяные или газоконденсатнонефтяные при $0,5 < V_n < 0,75$;
нефтегазовые или нефтегазоконденсатные при $0,25 < V_n < 0,50$;
газовые или газоконденсатные с нефтяной оторочкой при $V_n < 0,25$.

Для двухфазных залежей начальная система разработки ориентируется на первоочередное извлечение фазы с превалирующей величиной запасов.

1.2. Получение исходной информации о залежах углеводородов при подготовке к разработке

1.2.1. Подготовка месторождений к разработке предусматривает:
наличие лицензий на проведение разведки и/или добычи углеводородов;
проведение разведочных работ;
проведение пробной эксплуатации;
построение статических геологических моделей залежей углеводородов;
подсчет запасов углеводородов.

1.2.2. Разведка включает полевые геолого-геофизические исследования, структурное бурение, бурение, опробование и испытание поисковых и разведочных скважин.

В процессе разведки на нефтяных и газонефтяных месторождениях проводится пробная эксплуатация скважин.

В процессе этих работ осуществляется сбор и накопление исходной информации для построения статических моделей залежей углеводородов, подсчета запасов и последующего проектирования промышленной разработки залежей и месторождений.

1.2.3. Требования к геологоразведочным работам и изученности месторождений и залежей углеводородов при подготовке их к разработке определяются Инструкцией о содержании, оформлении и порядке представления в Государственную комиссию по запасам полезных ископаемых материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов и Классификацией запасов

месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и природного газа.

1.2.4. Разведка ведется по специально утвержденному проекту, в котором обосновываются количество, местоположение и сроки бурения скважин, решаемые ими задачи, комплекс и объемы необходимых исследований. Виды исследований в процессе бурения определяются геолого-техническим нарядом, составляемым для каждой разведочной скважины индивидуально.

Полученные данные должны быть достаточны для надежного обоснования кондиций, подсчета запасов с их утверждением в установленном порядке и для проектирования разработки.

1.2.5. По месторождению в целом в процессе разведки должны быть изучены:

литолого-стратиграфический разрез, положение в нем нефтегазоносных продуктивных пластов и непроницаемых разделов, основные закономерности в условиях залегания продуктивных пластов;

гидрогеологическая характеристика разреза месторождения с выделением водонапорных систем и описанием физико-химических свойств вод всех водоносных пластов;

характеристика покрышек залежей, их вещественный состав и свойства; термобарические закономерности в разрезе месторождения.

По каждой залежи должны быть установлены:

тектоническое строение залежи;

общие, эффективные и нефтегазонасыщенные толщины продуктивных пластов и их изменения в пределах залежей;

литологические свойства пород, структура емкостного объема коллекторов; фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов, их изменчивость в объеме залежей;

начальная и остаточная нефтегазонасыщенность продуктивных пластов; поверхностные свойства продуктивных пластов (гидрофильность, гидрофобность);

коэффициенты вытеснения по продуктивным пластам;

значения относительных фазовых проницаемостей пород-коллекторов для нефти, газа и воды в зависимости от их долевого содержания;

условия залегания нефти, газа, конденсата в продуктивных единицах;

величины начальных пластовых давлений и температур;

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

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

средние значения коэффициентов теплопроводности, удельного теплового сопротивления, удельной теплоемкости пород и насыщенных их жидкостей (для залежей с повышенной и высокой вязкостью);

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

физико-химические свойства конденсата (усадка сырого конденсата, плотность, молекулярная масса, начало и конец кипения стабильного конденсата, компонентный состав и фракционный, содержание парафина, серы, смол).

Перечисленные сведения получают по данным бурения скважин, опробования пластов при бурении, геофизических исследований - скважинных и полевых, литологического изучения пород, лабораторного исследования свойств углеводородов на основе информации, обобщенной за весь этап разведки месторождения.

Ряд важнейших характеристик залежей получают при пробной эксплуатации залежи и испытании разведочных скважин.

1.2.6. В соответствии с Законом Республики Казахстан "Об охране окружающей природной среды" в процессе разведки изучаются поверхностные условия (рельеф, наличие водоемов, запретная зона и другие), изыскиваются источники водоснабжения для обеспечения деятельности нефтегазодобывающих организаций, выявляются в разрезе месторождения, поглощающие горизонты для сброса промышленных и других сточных вод, оценивается сырьевая база строительных материалов.

1.2.7. В заповедных зонах и на других охраняемых территориях ведение поисково-разведочных работ допускается по согласованию с соответствующими государственными органами.

1.2.8. Испытание разведочных скважин предусматривает организацию добычи нефти из них до трех месяцев с проведением комплекса промыслово-геологических и гидродинамических исследований и с обязательной реализацией добытой нефти. При этом получают следующие данные:

начальное пластовое давление и температуру;
возможные в условиях последующей разработки дебиты скважин и забойные давления;

общие для каждой скважины и удельные (то есть на 1 м нефтенасыщенной толщины) коэффициенты продуктивности исследования горизонтов по нефти и

ж и д к о с т и ;

средний для дренируемой части горизонта коэффициент проницаемости;
коэффициент проводимости горизонта;
коэффициент газопроводности;
коэффициент пьезопроводности.

1.2.9. Пробная эксплуатация залежей углеводородов проводится на нефтяных и газонефтяных месторождениях при наличии лицензии на добычу нефти и предусматривает временную эксплуатацию пробуренных разведочных скважин. При необходимости могут быть пробурены и введены в эксплуатацию опережающие добывающие и нагнетательные скважины на участках залежей с запасами категории C_1 . Сроки пробной эксплуатации, так же как ее необходимость, определяются Компетентным органом.

Целью пробной эксплуатации залежей углеводородов является уточнение имеющейся и получение дополнительной информации о геолого-физической характеристике залежей, условиях залегания углеводородов, продуктивности скважин.

Пробная эксплуатация залежей углеводородов проводится по специальному утвержденному в установленном порядке проекту, который разрабатывается на основе оперативных запасов углеводородов.

В проекте пробной эксплуатации залежей углеводородов предусматривается:
перечень вводимых в эксплуатацию разведочных скважин, количество и местоположение опережающих добывающих и нагнетательных скважин;
комплекс геолого-геофизических и гидродинамических исследований скважин, лабораторных исследований керна и пластовых флюидов;
выбор эффективных методов вскрытия пластов и освоения скважин;
изучение приемистости нагнетательных скважин;
ориентировочные уровни добычи нефти на период пробной эксплуатации залежей углеводородов.

Кроме того, пробная эксплуатация залежей углеводородов позволяет определить:

эффективную технологию освоения нагнетательных скважин под закачку вытесняющего нефть агента (чаще всего - воды);
возможные режимы эксплуатации нагнетательных скважин (давление нагнетания, приемистость, требования к нагнетаемому агенту, способы очистки скважин и другие);
характер взаимодействия нагнетательных и добывающих скважин;
геолого-физические причины, осложняющие процесс воздействия (изменчивость условий залегания и проницаемости пластов, недостаточная

активность воздействия и так далее);

изменение пластового давления и дебитов в процессе эксплуатации.

Поскольку испытание скважин и пробная эксплуатация залежей являются частью разведочного этапа получаемую в эти периоды нефть из скважин следует считать добычей при разведке в отличие от добычи при разработке, которую учитывают с момента начала реализации запроектированной системы разработки

Залежи небольших размеров с простой благоприятной геолого-промысловой характеристикой могут вводиться в промышленную разработку, минуя стадию их пробной эксплуатации.

1.2.10. Проекты пробной эксплуатации залежей составляются отечественными и иностранными институтами, имеющими соответствующий опыт на осуществление таких работ, и утверждаются в установленном порядке.

1.2.11. Статическая геолого-промысловая модель залежи углеводородов представляет собой отражение совокупности геолого-физических свойств природного объекта - залежи, находящейся в начальном, не затронутом разработкой состоянии, и является основой для подсчета запасов и проектирования разработки.

Составляется и уточняется статическая геолого-промысловая модель залежи путем систематизации и комплексного обобщения всей разнообразной информации, полученной непосредственно при бурении и исследовании скважин, и косвенным путем (сейсмические исследования, аэрокосмосъемка и другие) на всех стадиях геологоразведочных работ и разработки залежей (эксплуатационных объектов) с последовательной детализацией.

Основой статической геолого-промысловой модели залежи углеводородов являются методы геометризации, позволяющие путем построения различных геологических схем, карт, профильных разрезов отображать особенности и детали строения самого объекта и условий залегания углеводородов в недрах. В число обязательной геологической графики при геометризации залежей входят:

схемы детальной корреляции разрезов скважин; от качества выполнения корреляции во многом зависит надежность всех остальных графических построений;

детальные геологические профили продуктивной части разреза по наиболее характерным направлениям: с нанесением положения контактов между нефтью, газом, водой (водонефтяной, газонефтяной, газоводяной контакты) и интервалов перфорации;

структурные карты или карты поверхностей кровли и подошвы коллекторов изучаемого объекта с нанесением внешнего и внутреннего контуров нефтеносности и газоносности, зон выклинивания или фациального замещения

пластов, а также линии тектонических нарушений (при их наличии); карты общих, эффективных и нефтегазонасыщенных толщин.

Кроме геологической графики, обязательной составной частью статической геолого-промысловой модели залежи углеводородов являются сведения с х а р а к т е р и с т и к о й :

природного режима, энергетических возможностей объекта, начального пластового давления, давления насыщения и ретроградного выпадения к о н д е н с а т а и д р у г и е ;

вещественного состава пород, слагающих объект, минерального состава зерен скелета, состава цемента, глинистости, карбонатности и другие;

фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов - пористости, проницаемости нефтегазо- и водонасыщенности и другой структуры в е щ е с т в е н н о г о о б ъ е м а ;

количественной оценки неоднородности продуктивных пластов, расчлененности, прерывистости, песчанистости, изменчивости проницаемости; свойств пластовых флюидов, вязкости пластовой нефти, газонасыщенности, содержания парафина в нефти и конденсата в газе и других.

1.3. Подсчет запасов углеводородов и сопутствующих компонентов

1.3.1. Запасы углеводородов - масса нефти, конденсата и попутных компонентов и объем газа в выявленных, разведываемых и разрабатываемых залежах, приведенные к стандартным (0,1 МПа и 20 ° С) условиям.

1.3.2. Запасы нефти, газа, конденсата, находящиеся в недрах, называются г е о л о г и ч е с к и м и .

1.3.3. Геологические запасы, выявленные в месторождениях углеводородов, подразделяются на две группы: рентабельные (извлекаемые) и нерентабельные.

1.3.4. Рентабельные (извлекаемые) - запасы, извлечение которых экономически целесообразно при использовании современных апробированных технологий и техники с соблюдением требований по охране недр и окружающей природной среды. Эта часть геологических запасов определяется коэффициентами извлечения нефти, газа и конденсата.

1.3.5. Нерентабельные - запасы и ресурсы, извлечение которых в настоящее время экономически нецелесообразно.

1.3.6. Подсчет запасов нефти и газа обычно производится по окончании каждой из стадий геологоразведочных работ и в процессе разработки:

п о с л е о т к р ы т и я м е с т о р о ж д е н и я у г л е в о д о р о д о в , т о е с т ь п о з а в е р ш е н и и с т а д и и п о и с к а - о п е р а т и в н о ;

п о з а в е р ш е н и и с т а д и и о ц е н к и м е с т о р о ж д е н и й у г л е в о д о р о д о в - с

утверждением запасов крупных и уникальных месторождений государственной экспертизой, а по остальным - оперативно;

по завершении всего этапа разведки с пробной эксплуатацией залежи - с утверждением запасов государственной экспертизой;

после эксплуатационного разбуривания месторождений по первому проектному документу на разработку (по технологической схеме разработки нефтяного месторождения и по проекту опытно-промышленной эксплуатации газового месторождения) - с утверждением запасов государственной экспертизой при изменении ранее утвержденных запасов более чем на 20 процентов.

1.3.7. Подсчет и учет запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов, имеющих промышленное значение, на всех стадиях изученности производятся преимущественно объемным методом с привлечением, при необходимости и возможности, других известных и создаваемых методов.

1.3.8. При наличии данных пробной эксплуатации залежей нефти небольших размеров оценка запасов нефти на стадиях разведки может быть осуществлена методами, основанными на принципе материального баланса (для газа - методом падения пластового давления), с целью определения масштаба запасов изучаемой залежи.

1.3.9. Подсчет и учет геологических запасов нефти, газа и содержащихся в них компонентов на разных стадиях изученности производятся с различной степенью их дифференциации:

на стадии поиска месторождений - по каждой залежи в целом и по месторождению в целом и с выделением запасов нефтяной, газовой, водонефтяной, газовой, газонефтеводной зоны;

на стадии разведки - по разным зонам залежей отдельно по пластам; после разбуривания залежей по первому проектному документу на разработку - по зонам с разным насыщением, по пропласткам каждого пласта, с выделением в пределах каждой из зон участков разной продуктивности.

Запасы нефти, конденсата, этана, пропана и бутана подсчитывают в тыс. т, запасы свободного газа - в млн. м³, запасы гелия и аргона - в тыс. м³ при стандартных условиях (0,1 МПа и 20 °С).

1.3.10. Извлекаемые запасы и коэффициенты извлечения нефти, растворенного газа, конденсата и содержащихся в них компонентов, имеющих промышленное значение, определяются на основании технологических и технико-экономических расчетов вариантов разработки в виде Технико-экономического обоснования коэффициента извлечения нефти, которое представляется на государственную экспертизу.

1.3.11. Государственной экспертизой с учетом заключений отраслевых

ведомств утверждается конечный коэффициент извлечения нефти по варианту, наиболее полно отвечающему технологическим, экономическим и экологическим требованиям.

1.3.12. Порядок подсчета, рассмотрения и утверждения запасов нефти, газа и попутных компонентов регламентируется положениями и инструкциями.

1.4. Порядок ввода месторождений углеводородов в промышленную разработку

Ввод в промышленную разработку месторождений (залежей) нефти и газа допускается, если:

выполнены работы по разведке нефтяного месторождения, при необходимости проведена пробная эксплуатация залежей или опытно-промышленная разработка представленных участков месторождения, а по газовому месторождению - опытно-промышленная эксплуатация месторождения;

проведена государственная экспертиза запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них других попутных компонентов;

имеются горные и земельные отводы;

недропользователями получены лицензии на добычу нефти и соответствующие лицензии на виды деятельности;

имеются заключения экспертизы Министерства экологии и биоресурсов и Комитета по надзору за безопасным ведением работ в промышленности и горному надзору Республики Казахстан на проектные документы на разработку;

утверждены в установленном порядке технологические проектные документы на промышленную разработку (технологическая схема, проект разработки), проектно-сметная документация на обустройство;

заключен договор на разработку месторождения между Компетентным государственным органом и недропользователем.

2. Проектирование разработки нефтяных месторождений

2.1. Параметры, используемые при проектировании разработки нефтяного месторождения

2.1.1. Проектирование разработки нефтяного месторождения базируется на результатах разведки и на запасах, подсчитанных в соответствии с действующей инструкцией и утвержденными государственной экспертизой.

2.1.2. При проектировании используются данные непосредственных замеров,

определенные путем расчетов.

2.1.3. Непосредственно замеренные данные - это полные размеры нефтяных залежей, общая и эффективная толщина, проницаемость, количество обособленных пластов, дебиты и коэффициенты продуктивности скважин, характеристики физических свойств нефти, газа, воды, начальное пластовое давление и давление насыщения нефти и газом, начальное газосодержание нефти, забойное давление фонтанирования в зависимости от устьевого давления, приемистость нагнетательных скважин, обводненность продукции добывающих скважин.

2.1.4. Путем расчетов определяют площадь, подлежащую разбурированию в пределах минимально допустимой эффективной толщины, для площади разбурирования определяют средние значения и квадраты коэффициента вариации для: общей толщины, эффективной толщины, числа обособленных слоев, коэффициента продуктивности скважин и удельного коэффициента продуктивности на единицу эффективной толщины. По данным пробной эксплуатации залежей необходимо также определить: степень уменьшения коэффициента продуктивности по нефти при снижении забойного давления ниже давления насыщения; по фактической закачке воды в нагнетательные скважины и фактическому обводнению добывающих скважин - соотношение подвижностей воды и нефти в пластовых условиях и показатель неравномерности вытеснения нефти водой в добывающую скважину, а также показатель расчетной послойной неоднородности пластов по проницаемости.

При отсутствии указанных необходимых физических сведений расчетную послойную неоднородность пластов следует определить по данным геофизических измерений, а соотношение подвижностей воды и нефти - по значениям их вязкостей и остаточной нефтенасыщенности; степень уменьшения коэффициента продуктивности при снижении забойного давления ниже давления насыщения следует определить по аналогии по исследованным скважинам других месторождений. По аналогии по данным других месторождений с плотной сеткой скважин должен быть установлен геологический параметр - шаг хаотической изменчивости коллекторских свойств пластов (эффективной толщины, удельной продуктивности).

2.1.5. Проектирование разработки нефтяных месторождений осуществляется согласно Регламенту по составлению технологических схем и проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений, утвержденному Министерством нефтяной и газовой промышленности Республики Казахстан.

2.1.6. При необходимости проводится опытно-промышленная разработка нефтяных и газонефтяных месторождений, которая предусматривает ввод в эксплуатацию небольших залежей или участков крупных залежей на

разведываемых или промышленно разрабатываемых объектах.

Опытно-промышленная разработка нефтяных и газонефтяных месторождений проводится для испытания новых или ранее известных технологий, но требующих апробации в геологофизических условиях рассматриваемого месторождения в соответствии со специальным, утвержденным в установленном порядке проектом.

В проекте опытно-промышленной разработки нефтяных и газонефтяных месторождений обосновываются:

выбор небольшой залежи или представительного участка крупной залежи для проведения работ;

количество и расположение добывающих и нагнетательных скважин;
технология опытно-промышленной разработки;

потребность в специальных оборудовании и агентах воздействия на пласт;

комплекс исследований по контролю процесса разработки и получения дополнительных данных о геолого-физических свойствах объекта;

продолжительность опытно-промышленной разработки, необходимая для оценки эффективности апробируемой технологии;

уровни добычи нефти, газа и закачки агента воздействия на период проведения опытных работ;

основные требования к системе промыслового обустройства;
предполагаемая технологическая и экономическая эффективность опытно-промышленных работ.

2.2. Выбор системы разработки-нефтяного месторождения

2.2.1. Разработка нефтяного месторождения включает в себя комплекс разнообразных технических и технологических мероприятий: бурение скважин по определенным сеткам и создание условий для их оптимальной эксплуатации, организацию воздействия на продуктивные пласты, контроля разработки.

Этот комплекс мероприятий образует систему разработки, состоящую из серии взаимосвязанных элементов.

2.2.2. Каждому эксплуатационному объекту соответствует своя рациональная система разработки, отвечающая конкретным геолого-физическим условиям и техническим возможностям при достаточной экономической эффективности.

2.2.3. Выбор рациональной системы разработки осуществляется путем рассмотрения вариантов с оптимизацией основных элементов системы. Основное внимание уделяется обоснованию:

выделения эксплуатационных объектов;
способа и режима эксплуатации скважин;

системы размещения и плотности сетки скважин;
вида воздействия на пласты;
принимаемых забойных давлений добывающих и нагнетательных скважин.

2.3. Выделение эксплуатационных объектов

2.3.1. Эксплуатационный объект (объект разработки) - это отдельный продуктивный пласт, группа пластов или часть крупной насыщенной углеводородами толщи, выделенные для разработки самостоятельной серией скважин.

Выделение в разрезах месторождений углеводородов эксплуатационных объектов - первый этап в проектировании разработки - решается с учетом геолого-физических, технических, экологических и экономических факторов в виде оптимизационной задачи. В результате могут быть выделены один, два и более объектов.

2.3.2. В единые объекты разработки объединяются продуктивные пласты или горизонты, имеющие один этаж нефтеносности, с близкими физико-химическими свойствами нефти, коллекторскими свойствами, режимами работы залежей, величинами пластовых давлений.

2.3.3. При выделении в разрезе многопластового месторождения двух или более объектов разработки необходимо, чтобы между ними располагались повсеместно прослеживающиеся по площади пачки непроницаемых пород.

2.3.4. Выделенный объект разработки должен располагать достаточными удельными запасами на единицу площади залежи и достаточной продуктивностью с тем, чтобы обеспечить высокие дебиты скважин в течение продолжительного периода эксплуатации в безводный период и при обводнении.

2.3.5. Нецелесообразно выделение крупных эксплуатационных объектов, которые могут привести: к превышению возможных дебитов над пропускной возможностью скважин; резкому снижению продуктивности объекта по сравнению с суммарной продуктивностью объединенных пластов при их отдельной разработке; весьма резкому усложнению комплекса мероприятий по контролю и регулированию работы всех пластов.

2.4. Выбор режима разработки эксплуатационных объектов

2.4.1. Разработка нефтяных месторождений может осуществляться на режимах двух типов: на естественных и искусственных режимах восполнения пластовой энергии.

2.4.2. Первый тип режимов включает в себя естественный водонапорный

режим, при котором вода из законтурной водоносной области поступает в пределы нефтяной залежи и вытесняет нефть, а также в разных соотношениях: упругий режим, режим растворенного газа. Кроме того, при наличии значительной газовой шапки за счет ее расширения может быть естественный газонапорный режим. При выпуске газа из газовой шапки и неконтролируемом разгазировании нефти в пластовых условиях нефтеотдача пластов может быть недопустимо низкой.

2.4.3. Второй тип режимов основан на нагнетании в пласты различных вытесняющих агентов при разных схемах осуществления процессов воздействия на пласт.

2.4.4. В качестве вытесняющего агента применяются: вода из различных природных источников и попутная промысловая после ее очистки и деаэрации; вода, обработанная различными химическими реагентами, горячая вода, пар, газ и другие энергоносители обычно в виде оторочек, вытесняемых водой.

2.5. Сетки скважин

2.5.1. При проектировании разработки предусматриваются основная сетка скважин (скважины основного фонда) и резервные скважины.

2.5.2. Скважины основного фонда располагают по всей площади эксплуатационного объекта по квадратной или треугольной геометрическим сеткам при равном расстоянии между всеми скважинами или же рядами с увеличенным расстоянием между рядами скважин и уменьшенным - между скважинами в рядах.

2.5.3. Резервные скважины размещаются на площади объекта в процессе разбуривания по мере детализации представлений о строении пласта.

2.5.4. Для каждого объекта подбирается рациональная плотность сетки скважин. Рациональной считается такая плотность сетки и соответственно такое общее количество скважин, при которых достигается максимум экономического эффекта при возможно более полном использовании недр.

2.5.5. Плотность сетки скважин выбирается с учетом геолого-физических факторов, к основным из которых относятся: удельные запасы нефти на единицу площади; свойства пластовой нефти (вязкость, газосодержание, соотношение пластового давления и давления насыщения); характер и степень неоднородности продуктивных пластов; фильтрационные свойства пород-коллекторов.

2.5.6. Рациональная плотность сетки скважин определяется путем сравнения технико-экономических вариантов по нескольким вариантам разработки, полученным на основании гидродинамических расчетов.

2.5.7. На месторождениях с двумя-тремя и более объектами системы размещения добывающих и нагнетательных скважин увязываются между собой для рационального размещения скважин, создания оптимальных условий общего поверхностного обустройства, предотвращения перетоков жидкости между объектами.

2.6. Размещение нагнетательных скважин

2.6.1. В общей геометрии сетки нагнетательных скважин располагаются: равномерно распределенными по всей площади объекта; неравномерно распределенными по всей площади объекта; в рядах линейной, круговой или иной формы как в законтурной (приконтурной) области, так и внутри контура нефтеносности.

2.6.2. Характер размещения нагнетательных скважин при закачке воды и водных растворов определяет вид системы заводнения.

2.6.3. При равномерном распределении нагнетательных скважин по всей площади объекта формируются пятиточечная, обращенная семиточечная, обращенная девятиточечная или другая система площадного внутриконтурного заводнения.

2.6.4. При неравномерном распределении нагнетательных скважин по площади объекта формируется избирательная система внутриконтурного воздействия.

2.6.5. При размещении нагнетательных скважин рядами в законтурной области или вдоль контура нефтеносности формируется законтурное или приконтурное заводнение.

2.6.6. При размещении нагнетательных скважин рядами внутри контура нефтеносности формируются рядные (блоковые), барьерные и другие виды рядного внутриконтурного заводнения с разрезанием залежи на полосы (блоки), в пределах которых размещаются от одного до пяти рядов добывающих скважин.

2.6.7. При необходимости рядные (блоковые) системы внутри контурного заводнения дополняются очаговым заводнением и (или) сочетаются с законтурным (приконтурным).

2.6.8. Размещение нагнетательных скважин, а следовательно, и вид заводнения определяются особенностями строения объекта, свойствами пластовых флюидов и другими геолого-физическими факторами.

2.7. Выбор забойных давлений нагнетательных и добывающих скважин

Забойное давление добывающих скважин определяется, исходя из максимума общего дебита на проектную скважину (вместе добывающие и нагнетательные), с учетом снижения коэффициента продуктивности по нефти при снижении

забойного давления ниже давления насыщения. При применении высокого давления нагнетания и рационального соотношения добывающих и нагнетательных скважин забойное давление добывающих скважин целесообразно держать на уровне давления насыщения.

2.8. Техничко-экономические показатели и варианты разработки нефтяных месторождений

2.8.1. В проектном документе разработки нефтяных месторождений обосновывается динамика основных технологических и экономических показателей: добыча нефти, добыча жидкости, текущая обводненность, число работающих скважин, число скважин-дублеров, объем закачки воды, накопленные отборы нефти и жидкости, капитальные и текущие экономические затраты с учетом реализации за вычетом транспортных расходов и налогов, потребность в кредите, плата за кредит, возврат кредита (отмечается год полного возврата кредита).

2.8.2. Годовые показатели увязываются со стадиями разработки эксплуатационного объекта. Выделяют четыре стадии: первая - разбуривание основного фонда и рост добычи нефти, вторая - стабилизация добычи нефти, третья - крутое падение добычи нефти, четвертая - низкая добыча нефти с малым падением в течение продолжительного периода времени.

2.8.3. В проектном документе на разработку эксплуатационного объекта и месторождения в целом рассматриваются три варианта технико-экономических показателей по годам разработки.

2.8.4. Первым (базовым) вариантом является вариант разработки на естественном режиме истощения пластовой энергии. В последующих проектных документах первым вариантом служит осуществляемый вариант предыдущего проектного документа - бывший рациональный, но теперь пересчитанный с учетом нового знания геологического строения и продуктивности нефтяных пластов, новых соображений по технологии и новой экономической ситуации.

2.8.5. Вторым вариантом должен быть рекомендуемый рациональный вариант разработки, выбранный при оптимизации основных элементов разработки.

2.8.6. Третий вариант от рекомендуемого рационального варианта разработки отличается определенной степенью риска по темпу осуществления технических мероприятий и применением более эффективной технологии, испытание которой на экспериментальном участке идет успешно.

2.8.7. При необходимости число рассчитываемых вариантов может быть больше трех. Принципиальное значение имеют варианты с различным темпом разбуривания и различной потребностью в банковском кредите.

2.9. Проектные документы по промышленной разработке нефтяных месторождений

2.9.1. Для промышленной разработки нефтяных месторождений составляются

:

технологическая схема разработки;
проект разработки;
уточненный проект разработки;
проект доработки.

Из названных документов некоторые могут быть исключены, если в них нет необходимости.

2.9.2. Кроме проектных документов, выполняются отчеты по авторскому надзору за осуществлением проекта и по анализу разработки с рекомендациями по оперативному совершенствованию процесса разработки.

2.9.3. Необходимость в последовательном составлении перечисленных проектных документов связана с постепенным уточнением начальной величины запасов нефти, локальных особенностей геологического строения и степени выработанности запасов нефтяных пластов и объективной необходимостью устранения выявленных недостатков предыдущей проектной работы, а также с радикальным изменением экономической ситуации.

2.9.4. Погрешности проектирования разработки нефтяных месторождений часто бывают обусловлены нехваткой исходных данных, неточностью определения параметров нефтяных пластов по ограниченной совокупности исследованных скважин, а также с невыполнением запроектированных технических мероприятий по составу и количеству.

2.9.5. Представленный порядок проектирования должен быть обеспечен методикой проектирования, методом анализа для выявления основных параметров нефтяных пластов, критерием рациональности и методом согласования по месторождению систем разработки эксплуатационных объектов.

2.9.6. При промышленной разработке крупного нефтяного месторождения несколькими недропользователями в каждом проектном документе все технологические решения и показатели разработки, определенные для месторождения в целом, дифференцируются по его участкам (блокам) с соответствующими лицензионными границами.

2.9.7. В проектном документе обосновываются также порядок и содержание работ по координации недропользователями операций по разработке в целях наиболее эффективного использования недр.

2.9.8. Обязательным разделом всех проектных документов по разработке нефтяных месторождений является раздел "Охрана недр и окружающей природной среды" с оценкой воздействия на окружающую среду.

3. Промышленная разработка нефтяных месторождений

3.1. Конструкции и бурение добывающих и нагнетательных скважин, вскрытие пластов

3.1.1. Строительство скважин является одним из основных этапов в создании запроектированной системы разработки месторождения и проводится в полном соответствии с требованиями Единых технических правил ведения работ при строительстве скважин на нефть и газ, утвержденных Министерством геологии и охраны недр и Министерством нефтяной и газовой промышленности и согласованных с Комитетом по надзору за безопасным ведением работ в промышленности и горному надзору Республики Казахстан.

3.1.2. Проектирование строительства скважин основывается на следующих п о л о ж е н и я х :

бурение скважин осуществляется по групповым или индивидуальным техническим проектам на строительство скважин;

технический проект является основным документом, регламентирующим процесс строительства скважин. Технические проекты разрабатываются отечественными и иностранными научно-исследовательскими и проектными институтами и согласовываются в установленном порядке с соответствующими государственными органами. В проектах предусматривается качественное вскрытие продуктивных пластов, крепление и надежность скважин, выполнение всех требований технологических проектных документов на разработку;

при проектировании строительства скважин руководствуются действующими нормативными документами по всем основным видам работ и охране окружающей природной среды. Технический проект разрабатывается на основании задания на проектирование строительства скважин, которое составляется заказчиком на основе проекта геологоразведочных работ и технологического проекта (схемы) разработки месторождения. Ответственность за полноту и достоверность исходных данных на проектирование несет заказчик, а за качество проекта - проектная организация;

строительство скважин осуществляется на основе договоров между буровой организацией-подрядчиком и нефтегазодобывающим управлением-заказчиком или самим нефтегазовым управлением при наличии соответствующей лицензии;

изменения к проекту в целях повышения качества и безопасности работ производятся по требованиям Компетентных государственных органов (Министерства геологии и охраны недр, Министерства нефтяной и газовой промышленности Республики Казахстан, государственных контролирующих о р г а н о в) ;

контроль за исполнением проектов возлагается на заказчика и проектную о р г а н и з а ц и ю ;

ответственность за соблюдение проектов и качество строительства скважин

возлагается на буровую организацию.

3.1.3. Бурение скважин всех категорий проводится в полном соответствии с требованиями действующих правил и норм (в отрасли и в организациях). При строительстве скважин могут быть использованы зарубежные нормативы, если их требования не ниже казахстанских и не противоречат им.

Все операции по строительству скважин проводятся 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 положениям.

Способы бурения и соответствующие им бурильные трубы, долота, режим бурения, тип и рецептура бурового раствора определяются в технологических регламентах. Предусматривается и обосновывается способ вскрытия бурением продуктивных отложений с различными пластовыми давлениями на разрабатываемых месторождениях.

Вопросы технологии бурения, указанные в проекте разработки месторождения, рассматриваются как рекомендации.

Объем запасного бурового раствора определяется в техническом проекте.

Циркуляционная система для бурения нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин с высоким газовым фактором и аномально высокими пластовыми давлениями предусматривает возможность непрерывной дегазации бурового раствора с использованием специального оборудования.

Особенности строительства скважин на месторождениях с высоким содержанием сероводорода, наличием в разрезе солей, аномально высоких пластовых давлений и высоких температур предусматриваются в индивидуальных или групповых технических проектах на строительство скважин в соответствии с:

проектом разведки нефтяного месторождения;
технологической схемой (проектом) разработки нефтяного, газового или газоконденсатного месторождения.

Все операции по бурению скважин на месторождениях с содержанием сероводорода выше шести процентов объема выполняются в соответствии с Инструкцией по безопасному ведению работ при разведке и разработке нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений с высоким содержанием сероводорода и других вредных и агрессивных веществ и Дополнительными требованиями по технике безопасности и охране окружающей природной среды при разведке и разработке морских месторождений, содержащих сероводород, которые обязательны также и для проектных организаций, выполняющих работы

для указанных целей.

3.1.4. Конструкции скважин представляют собой комплекс обсадных колонн с необходимыми диаметрами и длинами, зацементированными заколонными пространствами, определенным оборудованием прискважинной области продуктивных пластов и оборудованием устья скважин. Конструкции скважин должны обеспечивать надежность, технологичность и безопасность их бурения и эксплуатации, в том числе:

максимально возможное использование продуктивности объектов разработки в процессе эксплуатации скважин за счет оптимальных диаметров эксплуатационных колонн и конструкций забоя;

возможность применения эффективного оборудования для оптимальных способов и режимов эксплуатации скважин в условиях применения запроектированных методой воздействия на пласты или использования природных режимов залежей;

безопасное ведение работ без аварий и осложнений на всех этапах строительства и эксплуатации скважин;

получение необходимой горно-геологической информации по вскрываемому разрезу;

охрану недр и окружающей природной среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств для изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга и от дневной поверхности;

максимальную унификацию по типоразмерам обсадных труб и ствола скважин;

условия для производства в скважинах при их эксплуатации ремонтных и исследовательских работ;

возможность установки клапанов-отсекателей, пакерующих и других устройств.

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

Конструкции нагнетательных скважин под закачку горячей воды, пара и газа обосновываются в проектной документации на разработку и в проектах на строительство скважин.

Конструкции разведочных скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях с доказанной продуктивностью должны отвечать требованиям для возможного использования их при эксплуатации.

3.1.5. Профили стволов скважин при бурении проектируются, исходя из целевого назначения скважин, конкретных геолого-технических возможностей

бурения, поверхностных условий и наличия охранных зон.

Применяют профили вертикальные, наклонно направленные, с горизонтальным участком ствола в продуктивном пласте.

Профили наклонно направленных стволов скважин проектируются, исходя из целевого назначения скважин и конкретных геолого-технических условий бурения.

Выбранный тип профиля наклонно направленного ствола скважины, компоновка низа бурильной колонны, параметры режима бурения, темпы углубления ствола скважины и комплексы других мероприятий должны обеспечивать:

доведение скважины до проектной глубины без каких-либо осложнений при существующем состоянии техники и технологии буровых работ;
качественное строительство скважины при минимальных затратах времени и средств;

достижение проектного смещения забоя от вертикали в заданном направлении в пределах допустимых норм отклонения;

минимальное количество перегибов ствола с радиусами искривления, не превышающего допустимые величины;

возможность свободного прохождения компоновки низа бурильной колонны и обсадных колонн, а также оснасток элементов подземного оборудования, спускаемого в процессе эксплуатации подземного ремонта;

предотвращение протирания обсадных колонн, желобообразования, затяжки и заклинивания инструмента и геофизических приборов.

Профили горизонтальных стволов скважин в продуктивном пласте обосновываются при проектном решении разработки месторождения горизонтальными скважинами.

Бурение скважин с горизонтальным участком ствола производится по индивидуальным техническим проектам, предусматривающим обеспечение выполнения всего геофизического комплекса исследований.

3.1.6. Поверхностные сооружения и оборудование устьев скважин при строительстве тесно увязываются с условиями бурения в конкретных геолого-технических условиях.

Выбор типа буровой установки производится, исходя из максимально допустимой рабочей нагрузки на крюке от веса бурильной колонны в воздухе или веса наиболее тяжелой обсадной колонны и ее секции. Допустимая нагрузка на крюке должна превышать вес наиболее тяжелой бурильной колонны в воздухе не менее чем на 40 процентов.

Запрещается вести бурение скважин без механизированной очистки бурового раствора.

После спуска кондуктора или промежуточной колонны, если ниже них до спуска очередной колонны ожидается вскрытие газовых, газоконденсатных, а также нефтеносных или водоносных горизонтов, устья скважин оборудуются превенторными установками.

Выбор превенторной установки, манифольдов (линий дросселирования и глушения), станции гидроуправления, пульта дросселирования и трапно-факельной установки осуществляется в зависимости от конкретных горно-геологических условий для выполнения следующих технологических операций:

герметизация устья скважины при спущенных бурильных трубах и без них;
вымыва флюида из скважины по принятой технологии;
подвески колонны бурильных труб на плашках нижнего превентора после его закрытия;
срезания бурильной колонны;
контроля за состоянием скважины во время глушения;
расхаживания бурильной колонны для предотвращения ее прихвата;
спуска или подъема части или всей бурильной колонны при герметично закрытом устье.

При вскрытии газовых, нефтяных и водяных горизонтов с аномально высоким давлением, а также при наличии сероводорода (с объемным содержанием до шести процентов) на устье скважины устанавливаются не менее трех превенторов, в том числе один универсальный.

При вскрытии пластов с аномально высоким давлением и объемным содержанием сероводорода более шести процентов устанавливаются не менее четырех превенторов, в том числе один превентор со срезающими плашками и один универсальный.

Монтаж и эксплуатация противовыбросового оборудования производятся в соответствии с Едиными техническими правилами ведения буровых работ при строительстве скважин на нефть и газ на месторождениях Республики Казахстан.

3.1.7. Вскрытие продуктивных пластов в процессе бурения должно обеспечить максимально возможное сохранение естественного состояния их призабойной зоны.

Тип и параметры бурового раствора для вскрытия пластов в техническом проекте на строительство скважин обосновываются в соответствии с особенностями геолого-физического строения, коллекторских и фильтрационных характеристик пластов с учетом целей и методов исследований, проводимых в процессе бурения. В качестве буровых растворов применяют такие системы, которые обеспечивают максимальное сохранение естественной проницаемости и

нефтенасыщенности коллектора (и возможность проведения необходимого комплекса геофизических исследований).

Контроль за качеством вскрытия продуктивных пластов осуществляется технологическими и геологическими службами заказчика и подрядчика.

Работы по цементированию обсадных колонн осуществляются в соответствии с инструкцией по креплению скважин, которое должно обеспечить надежность разобщения всех пластов и исключить возможность образования заколонных перетоков нефти, газа и воды.

При проведении работ по цементированию обсадных колонн в целях сохранения природной проницаемости пористых и порово-трещинных коллекторов применяют тампонажные растворы с минимально возможной фильтрацией и общей минерализацией, приближающейся к минерализации бурового раствора, применяющегося при вскрытии этих горизонтов.

Обсадные колонны после обвязки их колонной головкой проверяются на герметичность в соответствии с действующими правилами.

На месторождениях, содержащих сероводород, углекислый газ и другие агрессивные соединения, применяются коррозионно-стойкие обсадные трубы и тампонажные цементы.

Качество цементирования обсадных колонн и разобщения пластов контролируется специальными геофизическими исследованиями. Комплекс геофизических исследований должен обеспечить:

контроль и регистрацию фактических диаметров и толщины стенок обсадной колонны ;

контроль и регистрацию фактического положения элементов технологической оснастки спущенной колонны;

получение данных о распределении цемента за колонной;

выявление возможных каналов и зазоров между цементным камнем и колонной, цементным камнем и породой и наличие перетоков;

выявление наличия газа и жидкости в заколонном пространстве.

Работы по цементированию обсадной колонны завершаются испытанием конструкции скважины на герметичность.

3.1.8. Сообщение продуктивного пласта со стволом скважин может обеспечиваться путем перфорации зацементированной колонны, установки фильтра без его цементирования или путем оставления открытого забоя. Вскрытие продуктивных пластов перфорацией является наиболее распространенным способом.

Устье скважины перед перфорацией эксплуатационной колонны оборудуется перфорационной задвижкой или превенторной установкой согласно техническому проекту на строительство скважин и утвержденной схеме, а

скважина заполнена буровым раствором (жидкостью) при минимальном содержании твердой фазы с плотностью, исключающей возможность нефтегазопроявлений, но и обеспечивающей максимальное сохранение естественной проницаемости и нефтенасыщенности коллектора.

Способы вскрытия пласта и интервалы перфорации намечает геологическая служба заказчика в течение суток после получения материалов геофизических исследований фактического разреза скважины до спуска колонны.

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

Способ, тип и плотность перфорации выбираются с учетом геолого-промысловых характеристик объектов в соответствии с областями и условиями применения методов перфорации и не должны вызывать побочных нарушений в обсадных трубах и в цементном камне.

Перед спуском заряженного перфоратора в скважину спускают шаблон с глубинным манометром для проверки проходимости приборов и уточнения давления в колонне в зоне перфорации.

Во время перфорации должно быть установлено наблюдение за уровнем жидкости на устье скважины. Его снижение не допускается.

Фонтанная арматура до установки на устье скважины должна быть опрессована на величину пробного давления, а после установки - на давление, равное давлению опрессовки эксплуатационной колонны.

3.1.9. Освоение добывающих скважин производится с целью получения промышленных притоков газа, нефти, газоконденсата и является составной частью процесса бурения.

Работы по освоению скважин начинают только при соблюдении технологических условий и обеспеченности техническими средствами и материалами, предусмотренными в проектах на строительство скважин.

Освоение скважин проводится по типовым или индивидуальным планам с целью определения гидродинамических характеристик пластов, оптимального режима эксплуатации.

Комплекс работ по освоению скважин должен обеспечивать:
максимальную очистку призабойных зон пласта от промывочной жидкости;
сохранение скелета пласта в призабойной зоне;
предупреждение прорыва подошвенной воды и газа из газовой шапки;
термогидродинамические исследования по определению количественной и качественной характеристик пласта и его геофизических параметров;
предотвращение неконтролируемых газоводонефтепроявлений и открытых

ф о н т а н о в ;

предотвращение деформации эксплуатационной колонны;
охрану недр и окружающей природной среды.

На освоение скважин, вскрывших пласты в осложненных геологических условиях (аномально высокие пластовые давления, содержание сероводорода и других кислых газов, высокие температуры и большой газовый фактор), составляется индивидуальный план.

В процессе освоения скважин осуществляется комплекс термобарических и гидродинамических исследований, проводится отбор и исследование проб пластовой жидкости, определяется обводненность продукции.

Скважины считаются освоенными, если в результате проведенных работ определена продуктивность пласта и получен приток жидкости, характерный для данного объекта. При отрицательных результатах освоения скважин, пробуренных и освоенных с соблюдением норм и требований технического проекта, устанавливаются их причины и утверждается дальнейший план работ.

Продуктивность скважин при необходимости восстанавливается путем повторной перфорации пластов или обработкой призабойных зон, способы которых, технологии и параметры выбираются в зависимости от геолого-физических свойств залежи.

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

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

3.1.10. Порядок передачи скважин, законченных строительством, от подрядчика заказчику определяется договором на производство работ подрядным способом, заключенным между ними.

По законченному строительству скважинам буровое управление обязано представить заказчику (нефтегазодобывающему управлению) следующие документы, оформленные актами сдачи-приемки работ по установленной форме:

акты о заложении скважин;
проект бурения скважин (типовой геолого-технический наряд);
акты о начале и окончании бурения скважин;
акты об измерении альтитуды устья обсадной колонны;

материалы всех геофизических исследований и заключения по ним;
расчеты обсадных колонн, их параметры, диаметр, толщину стенок, марки стали и другие необходимые характеристики для неметаллических колонн;
акты на цементирование обсадных колонн, расчеты цементирования, лабораторные анализы качества и результаты измерения плотности цементного раствора в процессе цементирования, данные о выходе цементного раствора на устье или высоте подъема цементного раствора (диаграмму цементомера), акты на меру труб, компоновку колонн, данные о плотности бурового раствора в скважине перед цементированием;

акты испытания всех обсадных колонн на герметичность;
планы работ по опробованию или освоению каждого объекта;
акты на перфорацию обсадной колонны с указанием интервала перфорации, способа перфорации и количества отверстий;
акты освоения каждой скважины с приложением данных исследования (дебиты, давления, продуктивность, анализы нефти, воды, газа);
меру и тип насосно-компрессорных труб с указанием оборудования, глубины установки пусковых клапанов (отверстий);
геологический журнал с описанием всего процесса бурения и освоения скважин;

описание керна;
паспорт скважин с данными о процессе бурения, нефтегазопроявлениях и конструкции;

акты о натяжении колонны;
акты об оборудовании устья скважин;
акты о сдаче геологических документов по скважинам;
акт рекультивации земельного участка.

3.1.11. Консервация и ликвидация скважин. Если при испытании из пласта получен промышленный приток нефти или газа, но площадь не обустроена и не подготовлена к эксплуатации, скважины временно консервируют. Способ консервации выбирают в зависимости от продолжительности консервации и коэффициента аномальности пластового давления.

Консервация скважин осуществляется в соответствии с действующим положением и инструкциями по консервации скважин.

Если при испытании разведочных скважин приток промышленного значения не был получен ни из одного объекта, их ликвидируют в соответствии с действующим Положением о порядке консервации и ликвидации скважин.

Скважины могут ликвидироваться по геологическим причинам, как выполнившие свое назначение, а также по техническим причинам в соответствии с нормативами и инструкциями по ликвидации скважин.

В скважинах, подлежащих ликвидации, устраняются межпластовые перетоки, межколонные проявления, другие возможные источники образования вторичных газовых залежей.

Устья и стволы ликвидируемых и консервируемых скважин должны быть оборудованы в соответствии с Инструкцией по оборудованию устьев и стволов опорных, параметрических, поисковых, разведочных, эксплуатационных, наблюдательных и специальных скважин при их ликвидации или консервации.

3.2. Освоение системы воздействия на пласт

3.2.1. Система воздействия на пласт представляет собой комплекс технических средств по обеспечению предусмотренных проектными документами на разработку технологий извлечения запасов углеводородов из недр.

В комплекс технических средств воздействия на пласт входят: источники рабочего агента (водозаборы и газовые скважины, установки деэмульсации обводненной нефти, поставщики химических реагентов и другие); водоводы, газопроводы, продуктопроводы; насосные и газокompрессорные станции высокого давления; нагнетательные скважины.

Система воздействия на пласт должна обеспечивать: закачку в эксплуатационный объект необходимых объемов рабочего агента для восполнения пластовой энергии и вытеснения углеводородов к забоям добывающих скважин по отдельным зонам, пластам и месторождению в целом; подготовку рабочего агента до необходимых кондиций по составу, физико-химическим свойствам, содержанию мехпримесей, кислорода и микроорганизмов;

возможность систематических замеров приемистости скважин, учета закачки рабочего агента как по каждой скважине, по группам, по пластам и объектам разработки, так и по месторождению в целом;

возможность постоянного контроля за качеством и свойствами рабочего агента;

надежность функционирования, в первую очередь с точки зрения герметичности.

Мощность системы воздействия на пласт должна обеспечивать возможность максимальной проектной закачки рабочего агента по каждому технологическому блоку и месторождению в целом.

3.2.2. Основным элементом системы воздействия на пласт является нагнетательная скважина, в которую производится закачка рабочего агента.

Конструкция нагнетательной скважины (диаметр обсадных колонн, марка стали, высота подъема цемента и другие) должна обеспечивать:

закачку рабочего агента при предусмотренном давлении нагнетания в соответствии с объемом;
надежное разобщение пластов и объектов разреза;
производство всех видов исследований, мероприятий по воздействию на призабойную зону пласта, а также ремонтных работ.

Конструкция забоя нагнетательных скважин должна обеспечивать максимальную открытость фильтрующей поверхности пластов (пласта) по всей их толщине.

3.2.3. Эффективная работа нагнетательной скважины зависит от успешности ее освоения, под которым понимается комплекс мер по обеспечению приемистости скважин в необходимом объеме по всей заданной толщине эксплуатационного объекта.

Указанная задача решается путем восстановления природных фильтрационных свойств призабойной зоны пласта и при необходимости их улучшения, а также путем создания необходимого пускового давления нагнетания.

Восстановление фильтрационных свойств (очистка) призабойной зоны, ухудшенной в процессе бурения, осуществляется путем дренирования скважин. Законтурные и приконтурные нагнетательные скважины дренируются путем свабирования или спуска электроцентробежных насосов. Дренирование внутриконтурных нагнетательных скважин выполняется путем пуска их в эксплуатацию на максимально допустимых дебитах с подключением к системе сбора продукции от товарного парка.

При благоприятных геолого-физических условиях (высокие фильтрационные свойства пласта) и успешном восстановлении проницаемости, нагнетательные скважины после дренирования пускаются под закачку рабочего агента через систему продуктопроводов от кустовых насосных станций.

При неблагоприятных геолого-физических характеристиках продуктивных пластов для обеспечения приемистости применяются дополнительные меры воздействия, в том числе:

создание максимально допустимой депрессии на пласт (понижение уровня в стволе скважины) с последующим нагнетанием агента;

аэрация жидкости в процессе обратной промывки скважины;
периодическое нагнетание агента под высоким давлением и сброс его самоизливом (метод гидросвабирования);

продавливание агента в пласт при давлениях, значительно превышающих рабочее давление нагнетания, путем использования дожимных насосов (цементировочных агрегатов);

гидропескоструйная перфорация с последующим гидравлическим разрывом

п л а с т а ;

обработка призабойной зоны кислотами и растворами
поверхностно-активных веществ;

тепловая обработка призабойной зоны и другие.

3.2.4. При закачке в пласты сточных вод и других коррозионно-агрессивных агентов для защиты продуктопроводов (водо- и газопроводов), обсадных колонн скважин и другого эксплуатационного оборудования от коррозии применяются защитные покрытия, ингибиторы коррозии, герметизация затрубного пространства и так далее.

Для приготовления закачиваемых в пласт водных растворов поверхностно-активных веществ, кислот, щелочей, полимеров и других химических реагентов необходимо использовать воду, соединение с которой исключает деструкцию реагентов и не приводит к образованию с ней соединений, способных выделяться в осадок, а кроме того, являться химически совместимой с пластовой водой, способствуя вытеснению углеводородов из коллектора.

Освоение нагнетательных скважин под закачку рабочего агента производится по плану, составленному геолого-технической службой и утвержденному руководством нефтегазодобывающего управления.

3.2.5. Время начала закачки рабочего агента, последовательность перевода пробуренных скважин под нагнетание и нормирование объемов закачки определяются проектным документом на разработку месторождения.

Во всех случаях закачка рабочего агента должна выполняться с таким расчетом, чтобы не допустить снижения пластового давления в зоне отбора ниже давления насыщения.

При законтурном и приконтурном заводнении закачка рабочего агента, как правило, должна начинаться на самой ранней стадии освоения месторождения.

При внутриконтурном заводнении, чтобы не допустить осложнений при бурении скважин, закачка в нагнетательную скважину должна начинаться лишь после того, как будет пробурена большая часть скважин, находящихся в радиусе воздействия.

При внутриконтурном заводнении при размещении нагнетательных скважин рядами целесообразно вводить их под закачку через одну скважину, таким образом, чтобы в начальный период освоения системы заводнения скважины, находящиеся под закачкой и в отработке на нефть, чередовались между собой. Скважины, находящиеся в отработке, следует эксплуатировать на нефть при максимально допустимых отборах и переводить под закачку при достижении высокой степени обводненности.

3.2.6. Нормирование закачки рабочего агента по скважинам и пластам в скважинах осуществляется один раз в квартал и оформляется в виде

технологического режима эксплуатации каждой нагнетательной скважины.

В технологическом режиме работы нагнетательных скважин указывается:

суточный объем закачки рабочего агента;
основные требования к свойствам заканчиваемого агента;
давление нагнетания;
мероприятия по обеспечению установленных норм закачки.

Технологический режим работы нагнетательных скважин составляется цехом поддержания пластового давления совместно с геолого-технологической службой нефтегазодобывающего управления и утверждается его руководством.

При установлении норм закачки исходят из следующих основных положений :

если накопленная компенсация отбора жидкости закачкой рабочего агента по объекту (участку) меньше 100 процентов, то для покрытия дефицита нормы закачки устанавливаются больше норм текущих отборов жидкости на 30-50 процентов и более, исходя из производительности применяемого для закачки оборудования и приемистости действующих нагнетательных скважин;

если накопленная компенсация отбора жидкости закачкой по объему (участку) достигнута, норма закачки рабочего агента должна быть равна норме отбора жидкости, определяемой как сумма дебитов добывающих скважин на тот же период времени или несколько превышать ее, но не более чем на 10-20 процентов с учетом возможных потерь агента;

при больших размерах площади месторождения и значительной зональной неоднородности пласта нормы закачки устанавливаются сначала для групп нагнетательных скважин, расположенных на участках с близкими фильтрационно-емкостными свойствами, а уже затем по отдельным скважинам, расположенным в пределах участка;

в многопластовых объектах норма закачки по объекту в целом и для участков должна быть распределена между отдельными пластами.

3.3. Эксплуатация добывающих и нагнетательных скважин

3.3.1. Эксплуатация нефтяных добывающих скважин в зависимости от их продуктивности и степени обводнения осуществляется фонтанным или механизированным способами. В состав механизированного способа входят различные модификации насосного и газлифтного способов.

3.3.2. Фонтанный способ, при котором подъем продукции скважин с забоя на поверхность земли осуществляется только за счет пластовой энергии, используется в начальный (безводный) период разработки нефтяной залежи.

По мере естественного обводнения скважин увеличивается средняя плотность добываемой жидкости, уменьшается доля свободного газа в составе продукции скважин, что в совокупности приводит к уменьшению дебита, а затем и к

прекращению фонтанирования скважин, даже если пластовое давление поддерживается на уровне его первоначального значения.

Из-за снижения дебитов эксплуатация скважин фонтанным способом становится экономически не рентабельной и их переводят на более выгодный в данных условиях механизированный способ эксплуатации.

3.3.3. В зависимости от характеристики добывающих скважин, природно-климатических условий, сложившейся в организации системы эксплуатации и ремонта оборудования при разработке месторождений применяется следующее специальное насосное оборудование:

установки штанговых глубинных насосов;
установки электроцентробежных насосов.

3.3.4. При усложнении условий эксплуатации скважин (откачка высоковязких жидкостей, повышенное содержание мехпримесей в добываемой продукции, низкие динамические уровни жидкости при большой глубине скважин) необходимо использовать специальное насосное оборудование:

установки электровинтовых насосов;
установки диафрагменных насосов;
установки гидропоршневых насосов.

3.3.5. При эксплуатации скважин газлифтным способом в зависимости от их характеристики, ресурсов газа и наличия скважинного и наземного оборудования для закачки газа используются следующие основные схемы газлифтной эксплуатации:

компрессорный газлифт;
бескомпрессорный газлифт;
внутрискважинный газлифт;
непрерывный газлифт;
периодический газлифт.

3.3.6. Уровень и темпы отбора жидкости из эксплуатационных объектов, давления на забое и устье добывающих скважин, предельное давление фонтанирования и перевод групп скважин на механизированную добычу, а также выбор способа мехдобычи обосновываются в проектных документах на разработку месторождения и осуществляются нефтегазодобывающими организациями в соответствии с планами геолого-технических мероприятий.

3.3.7. Эксплуатация скважин при любом способе должна осуществляться только при наличии в них насосно-компрессорных труб. Материал, размеры и глубина спуска данных труб в скважину зависят от характеристики откачиваемой жидкости, термобарических условий в скважине, способа эксплуатации и определяются по утвержденным методикам и рекомендациям.

3.3.8. Выбор типоразмера и глубины спуска скважинного оборудования в составе выбранного способа эксплуатации скважин должен выполняться нефтегазодобывающими управлениями по утвержденным методикам и руководящим документам, адаптированным к конкретным условиям эксплуатации скважин и разработки месторождений.

3.3.9. При выборе оборудования для эксплуатации добывающих скважин необходимо обеспечить:

надежную и безаварийную работу скважин;
заданную норму отбора жидкости из скважин;
высокий коэффициент полезного действия и межремонтный период работы оборудования;

минимальные затраты по сравнению с другими способами;
возможность осуществления контроля и регулирования процесса разработки и режима работы скважин.

3.3.10. При фонтанной эксплуатации скважин с целью наилучшего использования пластовой энергии, продления срока фонтанирования и обеспечения плавного (без пульсаций) режима работы скважин предусматривается одна из возможных схем внутрискважинного оборудования:

установка в нижней части колонны насосно-компрессорных труб пакера, герметизирующего затрубное пространство, или специальной воронки, улавливающей основную часть выделяющегося из нефти газа и направляющей его в колонну данных труб;

установка пакера-отсекателя, герметизирующего затрубное пространство и отсекающего (перекрывающего) поток газонефтяной смеси по колонне насосно-компрессорных труб при аварийных ситуациях;

установка забойного штуцера, обеспечивающего регулирование режима работы скважин и наиболее полное использование энергии выделяющегося из нефти газа при ее подъеме на поверхность;

установка одной (или нескольких) скважинных камер для размещения в них газлифтных клапанов, обеспечивающих перепуск газа из затрубного пространства в колонну насосно-компрессорных труб при фонтанной эксплуатации или работу скважин газлифтным способом после окончания фонтанирования, если это предусмотрено проектными документами на разработку залежи.

3.3.11. Эксплуатация скважин с помощью бескомпрессорного газлифта с использованием природного газа в качестве рабочего агента допускается только при условии утилизации используемого газа. Конструкция скважин при этом должна соответствовать требованиям, предъявляемым к газовым скважинам.

3.3.12. При насосной эксплуатации скважин для предохранения насосного

оборудования от попадания в него газа, песка, мехпримесей необходимо использовать специальные защитные устройства (газосепараторы, газовые и песочные якоря и другие).

3.3.13. При эксплуатации скважин на залежах, подверженных тепловому воздействию, скважинное оборудование выбирается с учетом возможности его работы в условиях высокой температуры и повышенного содержания агрессивных корродирующих компонентов (двуокиси углерода, сероводорода и другие).

3.3.14. Одновременно раздельная эксплуатация двух или более объектов одной скважиной допускается только при условии применения скважинного и наземного оборудования, обеспечивающего раздельный учет добываемой продукции и проведение промысловых исследований каждого объекта.

3.3.15. Порядок, сроки ввода и эксплуатация нагнетательных скважин определяются в технологических схемах и проектах разработки.

Нагнетательные скважины, расположенные внутри контура нефтеносности, вначале могут использоваться как добывающие с подключением их к нефтяным коллекторам.

3.3.16. Эксплуатация нефтяных скважин, в которых произошел аварийный прорыв газа по пласту, или по заколонному пространству, запрещается.

3.4. Установление и контроль технологических режимов работы скважин

3.4.1. Количество, порядок ввода в эксплуатацию и усредненный режим работы добывающих и нагнетательных скважин определяются проектными документами на разработку в зависимости от принятых показателей разработки: уровня, темпа и динамики добычи нефти, газа и жидкости из пластов и закачки в них вытесняющих агентов.

3.4.2. С учетом принятых основных показателей разработки и на основе анализа результатов лабораторных, геофизических и гидродинамических исследований скважин и пластов устанавливаются технологическая норма отбора жидкости - для каждой добывающей скважины и объем нагнетаемого вытесняющего агента (приемистость) - для каждой нагнетательной скважины, что оформляется в виде соответствующих документов.

3.4.3. Для контроля за эксплуатацией скважин и учета выполняемых геолого-технических мероприятий необходимо иметь следующую первичную геолого-техническую документацию:

суточный рапорт по эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин;
журнал учета замеров дебита нефти, обводненности продукции, выполнения геолого-технических мероприятий;
журнал учета выполненного ремонта наземного и подземного оборудования.

3.4.4. Исходя из установленных норм отбора нефти, жидкости и газа, составляются и утверждаются руководством нефтегазодобывающих управлений технологические режимы работы добывающих скважин, которые устанавливаются ежемесячно или один раз в квартал в зависимости от стабильности условий разработки объекта.

3.4.5. Одновременно с технологическими режимами работы добывающих скважин составляется и утверждается план геолого-технических мероприятий по обеспечению норм отбора жидкости из скважин и эксплуатационного объекта в ц е л о м .

3.4.6. В технологических режимах работы добывающих скважин в зависимости от способа эксплуатации указываются следующие основные п а р а м е т р ы :

дебит жидкости, обводненность, газовый фактор;
давления на забое и устье скважины или положение динамического уровня ж и д к о с т и в с к в а ж и н е ;
диаметр штуцера, диаметр и глубина спуска насосно-компрессорных труб (д л я ф о н т а н н ы х с к в а ж и н) ;
диаметр плунжера, число качаний (ходов), длина хода, типоразмер и глубина спуска насосов (для насосной эксплуатации);
удельный расход и рабочее давление газа, глубинные установки пусковых и рабочего клапанов (для газлифтной эксплуатации);
тип и глубина спуска пакеров, газовых якорей, дозаторов, забойных штуцеров и д р у г и е .

3.4.7. Контроль за выполнением установленных технологических режимов работы добывающих скважин осуществляется геологической и производственно-техническими службами нефтегазодобывающих управлений.

В порядке надзора контроль осуществляют также вышестоящие организации и Комитет по надзору за безопасным ведением работ в промышленности и горному надзору Республики Казахстан.

3.4.8. Для наблюдения и контроля за режимом работы скважин устанавливаются контрольно-измерительные приборы и устройства, позволяющие отбирать устьевые пробы добываемой продукции, спускать глубинные приборы в скважину, измерять и регистрировать дебиты нефти, воды и газа, давления на устье и забое, положение динамического уровня в скважине и д р у г и е .

3.4.9. Пуск в эксплуатацию новых скважин, не оборудованных техническими средствами индивидуального замера дебита и исследования скважин, не д о п у с к а е т с я .

3.4.10. Все контрольно-измерительные приборы и устройства должны

проходить регулярную метрологическую поверку и тарировку в соответствии с требованиями ГОСТ, ОСТ, отраслевых руководящих документов и утвержденных положений по нефтегазодобывающим управлениям.

3.4.11. Материалы по режимам работы скважин подлежат хранению, анализу и обобщению. Цех по добыче нефти осуществляет оперативный контроль и анализ выполнения установленных технологических режимов, выявляет причины несоблюдения режимов, предлагает мероприятия по повышению эффективности работы скважин и эксплуатационного оборудования.

3.4.12. Геологическая и производственно-техническая службы нефтегазодобывающих управлений обобщают результаты анализа режимов работы скважин по объектам разработки, площадям, способам эксплуатации и отражают их в ежегодных отчетных документах.

3.4.13. По каждой нагнетательной скважине на нефтегазодобывающих управлениях ведется техническая документация, отражающая все показатели ее эксплуатации, проведенные геолого-технические мероприятия и их эффективность, проверку надежности и герметичности оборудования устья скважины и эксплуатационной колонны.

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

3.4.14. Техническое состояние добывающих скважин и скважинного оборудования должно обеспечивать:

эксплуатацию скважин в соответствии с утверждаемыми на определенный период технологическими режимами;

контроль этих и изменяемых в других периодах режимов (замер давлений на устье и в затрубном пространстве, дебитов скважин по жидкости и газу, обводненности продукции, рабочего давления и удельного расхода газа, давления на приеме насосов и их производительности, отбор устьевых проб и так далее);

выполнение промыслово-гидродинамических исследований с целью контроля состояния скважин и скважинного оборудования, определения динамики характеристик пласта и добываемой продукции, контроля и регулирования процесса разработки;

проведение мероприятий по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин;

выполнение работ по воздействию на прискважинную часть пласта и призабойную зону скважины.

3.4.15. Для осуществления контроля за выполнением технологических режимов работы скважин и процесса разработки объекта в целом скважины должны быть оборудованы манометрами для контроля устьевого и затрубного давлений, устройствами для отбора устьевых проб и замера температуры на устье, арматурными площадками и лубрикаторами для спуска в скважины глубинных приборов (манометров, термометров, дебитомеров, пробоотборников и других), кроме того, при:

газлифтном способе эксплуатации выкидные линии устьевых арматур дополнительно оснащают манометрами, расходомерами и другими устройствами для замера и регулирования давления и расхода рабочего газа;

эксплуатации скважин установками штанговых глубинных насосов на устье предусматриваются устройства для выполнения операций по динамометрированию скважин, измерению уровня жидкости в скважине эхолотом или волномером, отбору проб газа из затрубного пространства;

эксплуатации скважин установками электроцентробежных насосов на устье устанавливается станция управления, позволяющая контролировать и изменять режим работы этих установок, а скважинное оборудование оснащается специальным устройством телемеханических систем, обеспечивающим замер давления и температуры на приеме насоса;

эксплуатации скважин установками гидропоршневых насосов на устье устанавливаются приборы и устройства для контроля числа ходов погружного агрегата, давления рабочей жидкости и качества ее очистки;

эксплуатации нагнетательных скважин с помощью скважинных и поверхностных приборов осуществляется постоянный контроль за их приемистостью, давлением нагнетания и охватом пластов заводнением по т о л щ и н е .

3.4.16. Взаимодействие скважин и пути перемещения по пласту нагнетаемой воды изучаются по изменению давления на различных участках пласта гидропрослушиванием, геофизическими методами, добавками в закачиваемую воду индикаторов и наблюдением за их появлением в продукции добывающих с к в а ж и н .

3.4.17. Периодичность и объем исследовательских работ в нагнетательных скважинах устанавливаются нефтегазодобывающими управлениями в соответствии с утвержденным обязательным комплексом промыслово-геофизических исследований с учетом требований проектных документов на разработку.

3.4.18. При нарушении технологического режима работы добывающих скважин применяются немедленные меры по выявлению и устранению причин, вызывающих отклонения на разных стадиях разработки фактических параметров

работы скважин от запланированных (образование в скважине песчаных пробок, прорывы к забоям скважин газа или воды, отложения парафина, солей, гидратов, продуктов коррозии и другие).

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

3.4.20. Прорывы к забоям скважин газа или воды в зависимости от причин этих осложнений могут быть устранены либо изменением технологического режима скважин, либо выполнением соответствующих изоляционных работ.

3.4.21. Методы и средства борьбы с другими осложнениями (отложение солей, парафина, гидратов, эрозионный или коррозионный износ колонн труб и оборудования) выбираются в зависимости от их эффективности в конкретных условиях.

3.4.22. При эксплуатации нагнетательных скважин характер и тяжесть осложнений (снижение приемистости скважин, неравномерность профиля приемистости, нарушение герметичности обсадной колонны и цементного камня) определяются как режимом работы нагнетательных скважин, так и степенью соответствия их конструкций параметрам и характеристике нагнетаемого агента.

При закачке в пласт газа (воздуха) конструкции нагнетательных скважин должны соответствовать требованиям, предъявляемым к газовым скважинам.

При закачке в пласт различных теплоносителей (горячей воды, пара) необходимо предусматривать специальные меры по снижению термических напряжений в системе обсадная труба - цементное кольцо, особенно при неустановившихся режимах работы скважин.

3.4.23. В целях повышения продуктивности и приемистости скважин, улучшения их гидродинамической связи с пластом, выравнивания профилей притока и приемистости, ускорения их освоения и ввода в эксплуатацию нефтегазодобывающими управлениями планируются и осуществляются различные методы воздействия на призабойную зону скважин и прискважинную часть пласта (различные виды кислотных обработок скважин, гидравлический разрыв пласта, виброобработка, тепловые методы, методы гидродинамического воздействия и различные их комбинации).

Выбор конкретного метода воздействия осуществляется нефтегазодобывающими управлениями на основе комплекса исследований, направленных на изучение состояния призабойной зоны пласта, состава пород и жидкостей, а также систематического обобщения и изучения результатов применения различных методов воздействия по скважинам и рассматриваемому объекту, и специальными бригадами по ремонту скважин.

3.4.24. При текущем (подземном) ремонте скважин выполняются следующие работы :

полная или частичная замена скважинного оборудования из-за его износа или внезапного отказа в работе (обрыв штанг, заклинивание плунжера насоса, падение сопротивления изоляции в системе кабель-электродвигатель до нуля, срыв подачи насоса и другие);

очистка стенок и забоя скважин от различных отложений (песка, парафина, солей, продуктов коррозии);

проведение геолого-технических и других мероприятий, направленных на увеличение дебита (приемистости) скважин.

3.4.25. При капитальном ремонте скважин выполняются:

ремонтно-изоляционные работы (отключение отдельных обводненных интервалов пластов, исправление негерметичности цементного кольца и обсадной колонны, крепление слабосцементированных пород в призабойной зоне пласта);

переход на другие горизонты или приобщение пластов;

перевод скважин из категории в категорию по назначению;

устранение аварий, допущенных в процессе эксплуатации скважин или их ремонта (извлечение насосно-компрессорных труб, установок электроцентробежных насосов, установок штанговых глубинных насосов, очистка ствола скважин и другие);

ремонт скважин, оборудованных пакерами-отсекателями, оборудованием для совместно-раздельной эксплуатации двух пластов, зарезка второго ствола скважин;

восстановление или увеличение производительности и приемистости скважин (гидравлический разрыв пласта, кислотная обработка скважин, вибро- и термообработка призабойной зоны, обработка скважин поверхностно-активными веществами, растворителями, суспензиями, коагуляторами, полимерами и другие)

ремонт нагнетательных скважин: выравнивание профиля приемистости, ликвидация ухода нагнетаемой воды в другие пласты, восстановление целостности и герметичности обсадной колонны и другие; дополнительная перфорация и торпедирование; консервация или ликвидация скважин.

3.4.26. При производстве ремонтных работ в скважинах не допускается применение рабочих жидкостей, снижающих проницаемость призабойной зоны пласта.

Оборудование устья и ствола скважин, плотность рабочих жидкостей должны предупреждать открытые нефтегазопроявления.

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

3.4.27. Информация о проведенных ремонтных работах, их содержании, межремонтном периоде работы оборудования и скважин, а также технико-экономической эффективности выполненных работ подлежит хранению нефтегазодобывающими управлениями на протяжении всего периода разработки эксплуатационного объекта.

3.4.28. Скважины, эксплуатация которых по тем или иным причинам экономически нецелесообразна, временно выводятся из эксплуатационного фонда в консервацию. Работы по консервации скважин и оформление соответствующей документации должны осуществляться в соответствии с действующими положениями о порядке временной консервации нефтяных и газовых скважин.

3.4.29. Все скважины, выполнившие свое назначение, дальнейшее использование которых в другом качестве признано нецелесообразным или невозможным, подлежат ликвидации в соответствии с действующим положением в Республике Казахстан.

3.5. Комплекс методов контроля за разработкой эксплуатационных объектов

3.5.1. Контроль за разработкой эксплуатационных объектов осуществляется в целях оценки эффективности принятой системы разработки, получения информации, необходимой для выработки мероприятий по ее совершенствованию.

3.5.2. В обязательный комплекс промысловых измерений и исследований входят :

замеры пластового и забойного давлений по объекту в целом и по отдельным пластам многопластового объекта глубинными манометрами и другими способами ;

замеры дебитов нефти, газа, жидкости скважин на поверхности индивидуальными или передвижными замерными установками, включающими трап и мерную емкость, или на сборном пункте с помощью автоматической групповой установки типа "Спутник" и так далее;

замеры дебитов отдельных пластов в скважинах, эксплуатирующих многопластовые объекты, приборами глубинной потокометрии (дебитомерами);

замеры промыслового газового фактора;
определение обводненности продукции скважин по пробам жидкости,

отобранным на выкидных линиях;

по нагнетательным скважинам замеры давления нагнетания устьевыми манометрами и объемов закачки рабочего агента по скважинам счетчиками или расходомерами на кустовых насосных станциях, а также замеры приемистости отдельных пластов многопластовых объектов глубинными расходомерами или другими способами (по термограммам, закачкой радиоактивных изотопов и так далее);

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

промыслово-геофизические исследования по определению начальной и текущей нефтегазоводонасыщенности пластов и технического состояния скважин;

отбор и лабораторные исследования глубинных и поверхностных проб продукции скважин;

замеры количества взвешенных частиц и солевого состава закачиваемой воды

3.5.3. Кроме названного перечня систематических измерений, намечаются и реализуются по отдельным планам специальные исследования по контролю температурного режима объекта и закачиваемого рабочего агента, оценка работы пластов закачкой меченого вещества, изучение возможности выпадения парафина в пласте, наблюдение за сульфат-редукцией, гидропрослушивание и так далее.

3.5.4. Ввод в эксплуатацию скважин, не подготовленных для индивидуального выполнения в них названного комплекса промысловых исследований, не разрешается.

3.5.5. Исследования по контролю за разработкой эксплуатационных объектов выполняются силами нефтегазодобывающих управлений или по их заказу специализированными организациями по ежемесячному плану, составляемому недропользователями.

3.5.6. Первичные материалы по контролю за разработкой эксплуатационных объектов хранятся у недропользователей в течение всего периода эксплуатации месторождений.

3.5.7. Особенности комплекса измерений и их периодичность обязательно обосновываются в проектных документах на разработку эксплуатационных объектов с учетом их геологофизических условий и рекомендованной системы разработки.

3.5.8. Объемы и периодичность промысловых исследований на разных стадиях разработки устанавливаются индивидуально по каждому эксплуатационному объекту.

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

3.5.9. При проведении систематических исследований рекомендуется придерживаться следующей периодичности каждого вида исследования:

Замеры пластового давления выполняются:

в основном периоде разработки (I-II-III стадии разработки) - один раз в квартал;

на IV завершающей стадии разработки - один раз в полугодие.

Замеры забойного давления (динамического уровня) в действующих добывающих и нагнетательных скважинах контролируются не реже одного раза в квартал.

Замеры дебитов скважин выполняются со следующей периодичностью:

малодебитные (до 5 т/сут) - один раз в 15 дней.

средне- и высокодебитные - один раз в 7 дней.

Замеры приемистости нагнетательных скважин должны проводиться ежемесячно.

Замеры обводненности скважин осуществляются с периодичностью, зависящей от состояния их обводнения:

по безводным скважинам - ежемесячно;

по обводняющимся скважинам - ежемесячно.

Замеры газового фактора в условиях, когда пластовое давление превышает давление насыщения, выполняются раз в год. При снижении пластового давления ниже давления насыщения замеры выполняются ежеквартально или ежемесячно.

Перечисленный комплекс измерений проводится одновременно по каждой новой скважине, а также до и после осуществления какого-либо технологического или технического мероприятия (обработка призабойной зоны, гидроразрыв, изоляционные работы и другие), а в последующем - с указанной выше периодичностью.

Гидродинамические исследования методами восстановления давления (уровня) и установившихся отборов выполняются по каждой скважине после ввода ее в эксплуатацию и в последующем - по мере необходимости.

Замеры содержания в закачиваемой воде взвешенных частиц, нефтепродуктов и других примесей должны выполняться ежедневно.

3.5.10. Единичные (разовые) замеры предусматривают одновременное выполнение полного комплекса исследований или необходимой его части и проводятся в каждой вновь пробуренной скважине, а также до и после осуществления какого-либо технологического или технического мероприятия (

обработка призабойной зоны, капитальный ремонт, смена оборудования и другие)

К разовым относятся промыслово-геофизические исследования скважин для оценки нефтегазоводонасыщенности пластов, которые выполняются по мере необходимости, причем их объем особенно должен возрасти с началом обводнения скважин. Сюда же относятся гидродинамические исследования по изучению взаимодействия скважин и пластов, фотоколориметрическому изучению разрезов залежей и другие.

3.5.11. Наблюдения за разработкой осуществляются в эксплуатационных, а также используемых в этих целях наблюдательных и пьезометрических скважинах, количество и местоположение которых определяются проектом промышленной разработки.

3.6. Авторский надзор, анализ разработки месторождений углеводородов, составление динамических моделей объектов разработки

3.6.1. Авторский надзор за реализацией принятых проектных решений ежегодно ведет научно-исследовательская организация, составляющая проектный документ на разработку месторождения углеводородов, контролируя реализацию принятых технических и технологических решений, которая, наряду с нефтегазодобывающим управлением, несет ответственность за достижение проектных уровней добычи и соблюдение технологических условий проектного документа.

При авторском надзоре используется текущая геолого-промысловая информация, получаемая при контроле разработки, а результаты надзора излагаются в виде ежегодного отчета.

3.6.2. В ежегодном отчете по авторскому надзору должны быть отражены следующие положения:

показано соответствие (или несоответствие) фактически достигнутых значений технологических параметров (уровней добычи нефти и жидкости, объемов закачки энергоносителя, фонда пробуренных и действующих добывающих скважин, среднего дебита и приемистости скважин, динамики пластового и значений забойного давлений);

вскрыты причины расхождений между фактическими и проектными показателями и (или) невыполнения проектных решений;

даны рекомендации, направленные на достижение проектных решений и устранение выявленных недостатков в освоении системы разработки;

даны заключения по предложениям (если таковые имеются) производственных организаций об изменении отдельных проектных решений и показателей.

3.6.3. Анализ разработки месторождения углеводородов представляет собой целенаправленное изучение текущего состояния его эксплуатационных объектов для установления характера и направленности процессов, протекающих в продуктивных пластах, и изменения структуры его запасов. Анализ разработки является основанием для определения мер по управлению процессами нефтегазоизвлечения и совершенствованию применяемых систем разработки, направленных на достижение проектных показателей.

3.6.4. Периодичность работ определяется производственной необходимостью, вытекающей из результатов авторского надзора или обуславливающейся потребностью составления очередного проектного документа. По крупным и сложным месторождениям целесообразно анализ их разработки проводить через два - три года.

3.6.5. В результате анализа оцениваются: энергетическое состояние разрабатываемых объектов, в том числе динамика пластового давления, компенсация отбора закачкой, проявление природных режимов и другие;

характеристики динамики годовой добычи нефти, жидкости, газа, обводненности продукции, закачки рабочего агента и другие и соответствие их проектным документам;

состояние фонда скважин и его соответствие проектным документам; степень охвата воздействием пластов и прослоев объекта разработки, по площади и разрезу с состоянием выработки их запасов;

характер внедрения в залежь воды за счет подъема водонефтяного контакта и продвижения контуров нефтеносности, а при внутриконтурном заводнении - за счет продвижения закачиваемого в пласт рабочего агента;

другие вопросы, имеющие важное значение для конкретной залежи или объекта: изучение характера и последствий снижения температуры пластов от закачки холодной воды; снижение фильтрационных свойств из-за выпадения в пласте солей, парафинов, разбухания глинистых частиц, снижения пластового давления; эффективность и целесообразность проведенного форсированного отбора жидкости, бурения дополнительных скважин за счет резервного фонда и другие.

3.6.6. Завершается анализ разработки выполнением гидродинамических расчетов (математического моделирования) технико-экономических показателей разработки объектов на перспективу с учетом реализации рекомендуемых мер по регулированию процесса и сопоставлением их с проектными показателями дальнейшей разработки.

3.6.7. В случае существенных расхождений между фактическими и проектными показателями разработки, при необходимости внесения

значительных изменений в систему разработки результаты анализа разработки подлежат рассмотрению центральной комиссией по разработке месторождений.

После утверждения данной комиссией анализ разработки имеет силу технологического документа по разработке до составления и утверждения нового проекта разработки.

3.6.8. Динамическая геолого-промысловая модель эксплуатационного объекта - это комплекс картографических, графических, табличных и других материалов, отражающих на определенную дату текущее состояние геолого-технического комплекса - сложной системы, образованной природным эксплуатационным объектом и техногенной системой разработки.

Данная модель может составляться недропользователями ежегодно, а в исчерпывающем виде - при фундаментальных анализах разработки или при повторном проектировании.

Динамическая геолого-промысловая модель эксплуатационного объекта формируется на базе статической модели объекта, которая постоянно уточняется по данным бурения и исследования скважин и пластов, по данным обобщения и анализа всей информации, полученной при контроле разработки.

3.6.9. В зависимости от особенностей строения объекта и характера первичной информации динамическая геолого-промысловая модель может быть представлена различным образом. В качестве обязательных при динамическом моделировании подготавливаются следующие материалы:

графические геологические построения на дату моделирования, в том числе: карты изобар с расчетом среднего давления по зонам и эксплуатационному объекту в целом;

карты начального и текущего положений контуров нефтегазоносности с выделением полностью и частично заводненных зон;

карты остаточных нефтегазонасыщенных толщин; карты текущих и накопленных отборов нефти и воды из скважин (карты разработки);

геологические профили с выделением зон с разной текущей нефтегазоводонасыщенностью (не затронутых заводнением, частично и полностью заводненных);

графики разработки, показывающие динамику основных годовых технологических показателей в абсолютном и относительном выражениях (добыча нефти, жидкости; обводненность продукции; закачка рабочего агента; фонд добывающих и нагнетательных скважин; степень отбора запасов, дебиты скважин по нефти и жидкости, поведение пластового давления) за период с начала разработки;

таблицы с расшифровкой фонда скважин (действующие, простаивающие,

законсервированные, специальные, ликвидированные и другие).

Карты изобар, карты разработки с указанием приемистости и объемов закачки по скважинам составляются ежеквартально.

3.6.10. При динамическом моделировании многопластовых объектов указанные графические и табличные материалы составляются для объекта в целом и дифференцированно для каждого из пластов, объединенных в общий эксплуатационный объект. Степень дифференциации зависит как от особенностей строения объектов (количество и характер неоднородности пластов), так и от количества информации, имеющейся по каждому из них.

3.6.11. На основе статической и динамической геолого-промысловых моделей создается математическая модель, представляющая собой систему уравнений, описывающих с физической точки зрения характер изучаемого процесса. Путем математического моделирования делается прогноз дальнейшего развития процесса нефтегазоизвлечения при сложившейся системе разработки и реализации проводимого ранее комплекса геолого-технических и технологических мероприятий.

3.6.12. Динамическая геолого-промысловая модель, составляемая после окончания разработки месторождения, должна отображать местоположение всех остаточных невыработанных запасов углеводородов по площади и разрезу каждого эксплуатационного объекта (залежи).

3.7. Регулирование разработки залежей нефти

3.7.1. Под регулированием разработки залежей нефти и газа понимается управление процессом извлечения углеводородов с помощью комплекса различных технологических и технических мероприятий.

Регулирование заключается в целенаправленном изменении направления и скорости фильтрации пластовых флюидов, создании благоприятных условий для дренирования пластов.

Регулирование осуществляется в течение всего периода разработки месторождения.

3.7.2. В результате регулирования и совершенствования разработки достигается:

обеспечение предусмотренной проектным документом динамики годовой добычи углеводородов из объекта разработки;
достижение проектного коэффициента извлечения нефти, газа, конденсата;
улучшение экономических показателей за счет максимального использования фонда пробуренных скважин, сокращения затрат на закачку вытесняющего агента, уменьшения без ущерба для нефтеотдачи отбора попутной воды и другие.

3.7.3. Обоснование и выбор метода и способа регулирования разработки

зависят от поставленных целей и задач и конкретных геолого-физических условий.

Способы регулирования следует выбирать с учетом принятого принципа регулирования разработки, то есть с научно обоснованной направленности мероприятий по управлению процессом дренирования эксплуатационного объекта.

3.7.4. Разным геолого-физическим условиям отвечают свои принципы регулирования. Например, при применении заводнения могут применяться следующие из принципов регулирования, а именно принципы:

равномерного перемещения контуров нефтеносности или фронта закачиваемой воды к центральному стягивающему ряду в однопластовых, сравнительно однородных эксплуатационных объектах;

неоднородности проницаемости по площади в однопластовых эксплуатационных объектах с ярко выраженной полосообразностью;

ускоренной выработки более продуктивных частей залежи с "естественным" разрезанием залежи закачиваемой водой на блоки с пониженной проницаемостью и последующей доработкой последних;

равноскоростной выработки всех пластов при равномерном продвижении по ним контуров нефтеносности (фронтов закачиваемой воды) в многопластовых объектах, сложенных пластами с близкими фильтрационными свойствами;

ускоренной выработки каждого нижележащего пласта по сравнению с вышележащим с соответственным последовательным отключением обводненных пластов в многопластовых объектах, когда толщина и проницаемость пластов возрастает снизу вверх;

обеспечения относительно равномерного подъема водонефтяного контакта по всей площади залежи в массивных залежах с большим этажом нефтеносности.

Применяются принципы регулирования и при других геолого-физических условиях разработки залежей.

3.7.5. Организация работ по совершенствованию разработки на основе выбранного принципа обеспечивает достижение поставленных задач при меньших экономических потерях.

3.7.6. Регулирование разработки в зависимости от сложившегося текущего состояния эксплуатационного объекта может осуществляться через пробуренные скважины без существенного изменения системы разработки или проводиться с внесением коррективов в нее.

3.7.7. К основным методам и способам регулирования разработки в рамках реализуемой системы разработки без ее изменения относятся:

изменение режимов работы нагнетательных скважин, в том числе увеличение или ограничение закачки рабочего давления, перераспределение закачки между

скважинами путем изменения давления нагнетания и другие;
изменение режимов работы добывающих скважин, в том числе увеличение или ограничение отборов жидкости по отдельным скважинам или группам скважин, переключивание добычи нефти со скважин внешних рядов на внутренние, отключение высокообводненных и загазованных скважин, форсированный отбор жидкости и другие;

улучшение вскрытия и изменение интервалов перфорации пластов объекта разработки ;

воздействие на призабойную зону скважин для увеличения гидродинамического совершенства скважин путем кислотных обработок, закачки поверхностно-активных веществ, гидроразрыва пласта и тому подобных;

изоляция или ограничение притоков попутной воды в скважинах путем цементных и других заливок, создание различных экранов, закачки растворов химических реагентов и так далее;

выравнивание профиля притока жидкости или расхода воды путем поинтервального освоения, селективной закупорки высокопроницаемых прослоев с помощью химических реагентов и механических добавок, закачки инертных газов, загущенной воды и других;

применение надежного оборудования одновременно отдельной эксплуатации добывающих скважин и закачки воды в нагнетательные скважины;

бурение дополнительных скважин на отдельных участках за счет предусмотренных в проектом документе резервных скважин;

приближение нагнетания к добывающим скважинам путем бурения новых нагнетательных скважин из числа резервных или использования в качестве нагнетательных обводнившихся добывающих скважин;

организация очагового заводнения;

изменение направления фильтрационных потоков и циклическое заводнение.

3.7.8. Совершенствование запроектированной системы разработки осуществляется недропользователем по согласованию с организацией, составившей проектный документ на разработку.

3.7.9. В случаях, когда меры по совершенствованию реализуемой системы разработки не обеспечивают эффективное управление процессом нефтеизвлечения, осуществляют изменение системы разработки, которое может выполняться путем :

повсеместного уплотнения сетки скважин;

разделения (разукрупнения) многопластового объекта на объекты с меньшей толщиной и бурением на каждый из них самостоятельных скважин;

замены метода воздействия на пласт или вида заводнения;

значительного увеличения давления нагнетания.

3.7.10. Мероприятия по изменению системы разработки излагаются в дополнении к ранее утвержденному проектному документу или в новом проектном документе с обязательной оценкой экономической и технологической эффективности и утверждаются Компетентным органом с последующим изменением в договоре на использование недр.

3.7.11. Отчет о проведенных мероприятиях по регулированию разработки составляется недропользователями ежегодно в виде отдельного раздела и включается в годовой отчет.

3.7.12. Оценка технологической и экономической эффективности проведенных мероприятий в необходимых случаях выполняется проектной организацией по заказу недропользователей.

4. Проектирование и разработка газовых и газоконденсатных месторождений

4.1. Проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений

4.1.1. Разработка газовых и газоконденсатных месторождений, как правило, начинается с опытно-промышленной эксплуатации. Она является первой стадией проектирования газовых и газоконденсатных месторождений и проводится на:

месторождениях, расположенных в районах действующих магистральных газопроводов и имеющих развитую инфраструктуру после завершения стадии поиска и оценки месторождения с целью ускорения разведки и освоения месторождений, подсчета запасов газа, конденсата и других компонентов по промышленным категориям, получения необходимых исходных данных для составления проектов разработки и обустройства промысла;

крупных и уникальных месторождениях для получения фактических данных по оценке динамики дебитов эксплуатационных скважин в различных их частях, пластового давления, а также для уточнения других данных, необходимых для составления проекта разработки;

нефтегазоконденсатных месторождениях для уточнения промышленной ценности нефтяных оторочек и возможных путей их разработки.

4.1.2. Для проведения опытно-промышленной эксплуатации недропользователи должны иметь лицензии на добычу нефти.

4.1.3. Проект опытно-промышленной эксплуатации может составляться в целом для месторождений или для отдельных залежей, или их участков (блоков).

4.1.4. Данный проект составляется научно-исследовательским институтом или любым коллективом специалистов, имеющих соответствующий опыт по выполнению таких работ и лицензию на право проектирования разработки

газовых и газоконденсатных месторождений, и утверждается в порядке, устанавливаемом директивными органами Республики Казахстан.

4.1.5. Ввод газовых и газоконденсатных месторождений в опытно-промышленную эксплуатацию допускается, если:

при наличии нефтяной оторочки составлена и утверждена программа оценки ее промышленного значения и характера связи с газовой частью залежи;

утвержден в установленном порядке проект опытно-промышленной эксплуатации;

получены горный и земельный отводы;

построены необходимые промысловые сооружения;

обоснована целесообразность ввода газоконденсатного месторождения в опытно-промышленную эксплуатацию без поддержания пластового давления.

4.1.6. Проект опытно-промышленной эксплуатации является основанием для составления проекта обустройства промысла на период этой эксплуатации.

4.1.7. Данный проект состоит из следующих разделов:

I раздел - Геолого-промысловые данные включает:

а) краткие сведения о геологической изученности;

б) краткие сведения о стратиграфии, тектонике и характеристике продуктивных горизонтов (эффективная толщина, пористость, проницаемость, литология и другие);

в) результаты опробования и исследования разведочных скважин;

г) данные по составу газа и конденсата;

д) сведения о запасах газа и конденсата (категории С1 и С2);

е) расчет допустимых рабочих дебитов скважин;

ж) рекомендации по доразведке месторождений.

II раздел - Основные показатели проведения опытно-промышленной эксплуатации включает:

а) выбор системы разработки;

б) выбор технологического режима работы скважин;

в) расчет различных вариантов разработки на период опытно-промышленной эксплуатации, определение количества и местоположения эксплуатационных скважин;

г) прогнозные расчеты на более длительный период, охватывающий время, на которое выдана лицензия;

д) рекомендации по конструкциям эксплуатационных скважин;

е) рекомендации по вскрытию продуктивных горизонтов и интенсификации добычи газа;

ж) основные положения по обустройству промысла, согласованные с организацией, проектирующей обустройство;

з) предложения по транспорту газа и его возможным потребителям.

III раздел - Техничко-экономические расчеты включает:

- а) расчет необходимых инвестиций для освоения месторождений;
- б) расходы на опытно-промышленную эксплуатацию месторождений;
- в) налоги и другие платежи;
- г) расчет дохода и прибыли от опытно-промышленной эксплуатации.

IV раздел - Программа и объем исследований включает положения, предусмотренные разделом 4.3 настоящих Правил.

V раздел - Охрана недр и окружающей природной среды включает положения, предусмотренные разделом 6 настоящих Правил.

VI раздел - Графические приложения включает:

- а) обзорные карты;
- б) структурные карты по продуктивным горизонтам, вводимым в опытно-промышленную эксплуатацию с нанесением проектируемых эксплуатационных и пробуренных разведочных скважин;
- в) геолого-геофизический разрез и профили.

4.1.8. Проект опытно-промышленной эксплуатации представляется на утверждение недропользователем.

4.1.9. Надзор за ходом выполнения данного проекта осуществляется, как правило, организацией, выполнившей проект. Если возникают причины, в связи с которыми выполнение надзора этой организацией считается невозможным, то орган, утвердивший проект, должен определить иной порядок надзора. Недропользователи обязаны представить надзирающей за разработкой организации все необходимые материалы.

4.1.10. Проект опытно-промышленной эксплуатации после его утверждения в установленном порядке является документом, на основании которого осуществляется эта эксплуатация.

4.1.11. Организация, осуществляющая надзор, в случае серьезных необоснованных нарушений недропользователями данного проекта, обязана поставить в известность соответствующий орган, утвердивший этот проект.

4.1.12. При наличии в газе сероводорода и сероорганики в количествах, превышающих 20г на 100м³ газа, ввод месторождений в опытно-промышленную эксплуатацию возможен только с одновременным вводом очистных установок.

4.2. Промышленная разработка газовых и газоконденсатных месторождений

4.2.1. Проекты промышленной разработки газовых и газоконденсатных месторождений составляются на весь срок разработки месторождений и должны охватывать все основные продуктивные горизонты. Если на месторождениях имеются второстепенные залежи, запасы которых определены с малой степенью

достоверности и характеризуются большей долей запасов категории С2 (свыше 70 процентов) в общем объеме запасов залежи, то для них могут при экономической целесообразности одновременно с проектом разработки основных объектов составляться проекты опытно-промышленной эксплуатации.

4.2.2. В проекте промышленной разработки газовых и газоконденсатных месторождений должно быть дано комплексное решение основных технологических и технико-экономических вопросов, связанных с максимальным извлечением и использованием газа, конденсата и попутных компонентов.

4.2.3. Промышленному освоению подлежат месторождения, по которым выполнены, в основном, задачи, решаемые на разведочно-эксплуатационной стадии геологоразведочных работ, определены запасы газа, основных и попутных компонентов и утверждены в установленном порядке, при необходимости проведена опытно-промышленная эксплуатация.

При наличии в залежи, намечаемой к вводу в разработку, нефтяной оторочки промышленного значения, должен быть решен вопрос о последовательной или одновременной эксплуатации газовой и нефтяной частей, исходя из характера их возможной взаимосвязи.

4.2.4. Для проведения промышленной разработки недропользователи должны иметь лицензии на добычу нефти.

4.2.5. Проект промышленной разработки газовых и газоконденсатных месторождений составляется научно-исследовательским институтом или любым коллективом специалистов, имеющих соответствующий опыт по выполнению таких работ и лицензию на осуществление деятельности по составлению проектов разработки месторождений, и утверждается в порядке, устанавливаемым директивными органами Республики Казахстан.

4.2.6. Ввод газовых и газоконденсатных месторождений в промышленную разработку допускается, если:

а) имеются необходимые для проектирования промышленной разработки геолого-технические данные:

об утвержденных в установленном порядке запасах газа, а также полезных и сопутствующих компонентов;

о результатах разведочных работ и опытно-промышленной эксплуатации, если последняя проводилась, позволяющих однозначно определить геометрию залежи (залежей), ее продуктивность и возможную динамику изменения давлений;

б) обеспечивается с начала эксплуатации скважин полное использование газа, конденсата и попутных компонентов, получаемых в процессе разработки;

в) утвержден в установленном порядке проект промышленной разработки

газовых и газоконденсатных месторождений;

г) получена лицензия на добычу при пользовании недрами для проведения нефтяных операций.

4.2.7. Проект промышленной разработки газовых и газоконденсатных месторождений охватывает время, на которое выдана лицензия, если за этот период будет добыто 90 процентов от извлекаемых запасов, если добыча составляет меньшую величину, то расчет ведется до достижения 90 процентов отбора. Данный проект состоит из следующих разделов:

I раздел - Исходные геолого-промысловые данные, включает:

- а) краткие сведения о геологической изученности;
- б) краткие сведения о стратиграфии, тектонике и характеристике продуктивных горизонтов;
- в) результаты опытно-промышленной эксплуатации, если она не проводилась, то результаты опробования и исследования разведочных скважин;
- г) данные по составу газа и конденсата;
- д) сведения о запасах газа, конденсата и других компонентах, содержащихся в газе;
- е) гидрогеологическую характеристику и возможный режим работы залежей;
- ж) задачи уточнения геологического строения месторождения в процессе эксплуатационного разбуривания, а в случае необходимости решение этих задач бурением разведочных скважин и проведением сейсмической съемки.

II раздел - Основные показатели проведения промышленной разработки в к л ю ч а е т :

- а) обоснование и выбор системы разработки месторождений;
- б) расчет добычи газа, полезных и сопутствующих компонентов по годам при различных вариантах разработки и эксплуатации скважин;
- в) расчет газоконденсатоотдачи;
- г) выбор технологических режимов работы скважин;
- д) определение необходимого числа эксплуатационных, резервных, наблюдательных, пьезометрических, нагнетательных скважин, а также сроков разбуривания. Расчет ведется по каждому объекту разбуривания и месторождению в целом, рассматривается вопрос и принимается решение по бурению горизонтальных скважин;
- е) выбор системы расположения, порядка и последовательности бурения и ввода в действие всего фонда скважин: эксплуатационных, резервных, наблюдательных и пьезометрических;
- ж) рекомендации по конструкциям скважин;
- з) рекомендации по вскрытию продуктивных горизонтов и интенсификации добычи газа;

и) расчеты на весь планируемый период пластового, забойного и устьевого давлений, дебитов газа и конденсата, а также сроки ввода в действие и местоположение необходимых промысловых сооружений, согласованные с организацией, проектирующей это обустройство;

к) предложения по транспорту газа и его возможным потребителям;

л) предложения по комплексному использованию полезных и попутных компонентов, содержащихся в газе.

III раздел - Техничко-экономические расчеты включает:

а) расчет необходимых инвестиций для полного развития месторождений по различным вариантам разработки газовых и газоконденсатных месторождений;

б) расходы на эксплуатацию месторождений на планируемый период разработки газовых и газоконденсатных месторождений;

в) налоги и другие платежи;

г) расчет дохода и прибыли на весь проектируемый период разработки газовых и газоконденсатных месторождений.

IV раздел - Программа и объем исследований включает положения, предусмотренные разделом 4.3 настоящих Правил.

V раздел - Охрана недр и окружающей природной среды включает положения, предусмотренные разделом 6 настоящих Правил.

VI раздел - Графические приложения включает:

а) обзорные карты;

б) структурные карты по всем продуктивным горизонтам с нанесением всех пробуренных и проектируемых скважин;

в) геолого-геофизический разрез и профили;

г) карты разработки по вариантам;

д) принципиальную схему промысловой обработки газа и конденсата;

е) принципиальную схему газосборных сетей с местоположением наземных сооружений.

4.2.8. Проект промышленной разработки газовых и газоконденсатных месторождений представляется недропользователем на утверждение в Компетентный орган.

4.2.9. Надзор за ходом его выполнения осуществляется, как правило, организацией, выполнившей проект. Если возникают причины, в связи с которыми выполнение надзора этой организацией считается невозможным, то орган, утвердивший проект, должен определить иной порядок надзора. Недропользователь обязан представлять надзирающей организации все необходимые материалы.

4.2.10. Проект промышленной разработки газовых и газоконденсатных месторождений после его утверждения в установленном порядке является

основным документом, на основании которого осуществляется эта разработка.

4.2.11. Организация, осуществляющая надзор, в случаях серьезных необоснованных нарушений его недропользователем, обязана поставить в известность соответствующий орган, утвердивший этот проект.

4.2.12. К началу осуществления проекта промышленной разработки газовых и газоконденсатных месторождений, содержащих сероводород и сероорганику, должны быть решены все вопросы сероочистки или экологически безопасного использования этих газов.

4.2.13. Также к началу осуществления данного проекта должны быть определены целесообразность и направление использования этана, пропан-бутана, двуокиси углерода, гелия и других компонентов природного газа.

4.2.14. При низких содержаниях конденсата (менее 5 г/м³) должны быть решены вопросы целесообразности его утилизации на промысле.

4.2.15. При проектировании газоконденсатных месторождений с содержанием конденсата более 100 г/м³ обязательно рассматриваются методы разработки с поддержанием пластового давления. Выбор метода разработки определяется в каждом случае на основе гидродинамических, термодинамических и технико-экономических расчетов. Эти расчеты основываются на следующих параметрах:

величине начальных балансовых запасов газа, стабильного конденсата и сжиженных газов;

изменении содержания стабильного конденсата по периодам и годам разработки в зависимости от метода разработки;

суммарных потерях стабильного конденсата в пласте к концу разработки в зависимости от метода разработки;

возможной добыче газа и конденсата по периодам и годам, изменении их товарной характеристики в зависимости от метода разработки.

4.2.16. При рассмотрении методов разработки газовых и газоконденсатных месторождений с поддержанием давления, с использованием обратной закачки очищенного от конденсата добываемого газа (сайклинг-процесс), воды, дымовых газов и прочего приводятся расчет объемов закачиваемого агента, количества и расположения нагнетательных скважин, их приемистости, время возможных прорывов закачиваемых агентов и их содержание в добываемой продукции, общий период поддержания давления, варианты полной или частичной компенсации пластового давления.

4.2.17. Если газоконденсатная залежь имеет нефтяную оторочку промышленного значения и высокую нефтенасыщенность газоносной части

пласта, то следует рассмотреть вариант разработки нефтяной оторочки в сочетании с технологией воздействия на пласт, при которой извлечение нефти будет осуществляться попутно с газом в газовых шапках.

4.2.18. В процессе разработки газовых и газоконденсатных месторождений происходит постоянное пополнение информации за счет бурения новых скважин и наблюдения за ходом разработки данных месторождений. Могут возникнуть также обстоятельства, когда принятый ранее проект разработки потребует значительных изменений. В этом случае составляются коррективы или дополнения к проекту разработки, которые подлежат утверждению в органе, ранее утверждавшем проект разработки.

4.2.19. Главным этапом проектирования разработки месторождений следует считать основной проект разработки, который составляется на период, охватывающий освоение не менее 50 процентов промышленных утвержденных запасов газа и конденсата.

На этом этапе проектирования следует дать оценку эффективности проекта, то есть оценить все выгоды и затраты по нему. Для этого в мировой практике используют метод проектного анализа, который является инструментом принятия разумных решений по рациональному освоению природных ресурсов страны.

С помощью этого метода рассчитывается ценность проекта, которая определяется в общем виде разностью положительных результатов или выгод и отрицательных результатов или затрат.

4.2.20. При отборе свыше 50 процентов от первоначальных запасов и при переходе месторождения в стадию падающей добычи необходимо составить проект доработки месторождения, требования к которому практически совпадают с требованиями проекта промышленной разработки.

4.2.21. При составлении проекта доработки должны быть рассмотрены возможности превращения месторождения в подземное хранилище газа или месторождение-регулятор, если существует такая необходимость в связи с сезонным неравномерным потреблением газа.

4.2.22. Структура проекта предполагает наличие следующих разделов: экономического, финансового, коммерческого, социального, оценки риска проекта, в том числе экологического.

Экономический раздел связан с изучением влияния проекта на развитие газовой промышленности как сектора народного хозяйства страны в целом, то есть производится общественная оценка связанных с проектом результатов и затрат.

Финансовый раздел определяет рыночную эффективность рассматриваемого объекта, при этом непосредственно используются рыночные цены на

производимую продукцию и услуги, реальные источники финансирования и процентные ставки по ним, действующая система налогообложения и ее параметры.

Коммерческий раздел рассматривает систему прогнозируемого спроса, маркетинга сбыта продукции, доставок необходимых материалов и других ресурсов для реализации проекта.

Социальный раздел определяет пригодность тех или иных предполагаемых вариантов проекта с точки зрения интересов целевой группы населения. Он предполагает такую стратегию осуществления проекта, которая пользовалась бы поддержкой населения. Ключевыми разделами проекта являются финансовый и экономический разделы.

Финансовый раздел проекта носит комплексный характер и включает: оценку финансовой рентабельности проекта или эффективности инвестиций; анализ потребностей в финансировании, разработку финансового плана; финансовый анализ реализующей проект организации.

Для оценки финансовой эффективности данного проекта определяют следующие технико-экономические показатели: доход от продаж (выгоды); капитальные вложения; эксплуатационные затраты; налоговые выплаты; поток наличности; чистая текущая стоимость; внутренняя норма рентабельности; срок возмещения капитала.

Из этой системы технико-экономических показателей основными критериями финансовой оценки инвестиций в проекте являются: чистая текущая стоимость и внутренняя норма рентабельности.

Экономическая оценка проводится с точки зрения национальной экономики. В основе оценки экономических выгод и затрат лежат теневые цены, которые необходимо определить в данном проекте. Особая роль в экономическом анализе отводится трансфертным платежам.

Расчет основных составляющих финансовых и экономических критериев осуществляется на базе следующей исходной геолого-технической информации основного проекта разработки освоения газовых ресурсов по годам проектного периода: объема добычи газа и конденсата, количества эксплуатационных нагнетательных скважин, системы обустройства месторождений, способов подготовки газа к дальнейшему транспорту, мощности дожимных компрессорных станций и так далее.

4.2.23. Для определения капитальных и эксплуатационных затрат по годам проектного периода формируется нормативная база стоимостных цен и оценок объектов обустройства месторождений, структура затрат на эксплуатацию месторождений, изучается налоговая и законодательная система страны, касающаяся освоения газовых ресурсов.

4.2.24. Осуществляется оценка риска проекта с использованием методов: чувствительности, построения сценариев, вероятностных и других методов.

Определяются источники финансирования данного проекта, производится расчет плана "обслуживание долга". Рассчитывается точка безубыточности проекта, то есть тот минимальный объем производства, ниже которого деятельность организации, реализующей проект, следует считать неэффективной (убыточной).

4.3. Контроль за разработкой газовой и газоконденсатной залежи в целом

4.3.1. Система и порядок осуществления контроля за разработкой газовых и газоконденсатных месторождений определяются в проекте их разработки. Контроль проводится в целях оценки эффективности принятой системы разработки.

Контроль за разработкой осуществляется недропользователем при участии организации, ведущей проектирование разработки, путем систематического анализа хода разработки, наблюдения за соответствием фактических показателей разработки: проектных объемов нефти, производительности скважин, пластового забойного и устьевого давлений, процента обводненности и других, для чего проводится комплекс исследований в эксплуатационных, наблюдательных и пьезометрических скважинах.

4.3.2. Система контроля включает в себя: систематические и контрольные измерения и определения пластовых, забойных и устьевых статических давлений, уровней жидкости в пьезометрических скважинах, положения контакта газ - вода (газ - нефть и нефть - вода при наличии нефтяной оторочки), изменения дебитов и химического состава газа, конденсата, воды (нефти). Все перечисленные выше исследования проводятся также при освоении скважин и перед пуском их в эксплуатацию после остановок или периода консервации.

На основании результатов исследований должны определяться и периодически уточняться:

режим работы залежи и ее температурный режим;
начальные и текущие запасы газа, конденсата, нефти;
распределение давления по залежи;
взаимодействие отдельных участков залежи;
интенсивность и характер продвижения воды (нефти) на различных участках залежи;

газоотдающие интервалы с оценкой их дифференциальных дебитов;

охват запасов разработкой;

выявление возможных заколонных перетоков.

4.3.3. Измерения статических давлений проводятся периодически по всему

фонду скважин. В первый период разработки их необходимо проводить не реже одного раза в квартал, постепенно изменяя периодичность до одного года на завершающих стадиях разработки.

На месторождениях с большим фондом скважин и длительным сроком восстановления давления (более пяти суток) периодичности замеров может быть изменена.

При обработке неоднородных коллекторов пластовое давление в различных частях залежи снижается неравномерно, в связи с чем целесообразно в зонах с наибольшими перепадами замеры статических давлений проводить по группе скважин с одновременной их остановкой. Замеры статических давлений на устье скважин периодически необходимо сочетать со снятием кривых восстановления давлений. Периодичность устанавливается в зависимости от особенностей продуктивного горизонта - времени восстановления пластового давления.

4.3.4. Периодичность измерений пластовых давлений по скважинам устанавливается проектом промышленной разработки в зависимости от темпов отбора газа и обусловленного им падения пластового давления, которое выбирается с таким расчетом, чтобы за период между двумя сериями измерений падения пластового давления в среднем по месторождению оно превышало ошибку за счет погрешности его измерения в три раза.

4.3.5. Наблюдения за разработкой осуществляются в эксплуатационных, а также используемых в этих целях наблюдательных и пьезометрических скважинах, количество и местоположение которых определяется проектом промышленной разработки.

4.3.6. К наблюдательным относятся скважины, вскрывающие продуктивный горизонт в пределах газонасыщенной его части. Эти скважины в течение продолжительного времени не эксплуатируются и служат для точных замеров давления, наблюдения за продвижением контакта газ - вода (газ - нефть и нефть - вода). По мере решения стоящих перед ними задач наблюдательные скважины могут быть переведены в обычные эксплуатационные.

4.3.7. К пьезометрическим относятся скважины, вскрывающие продуктивный горизонт в пределах его водонасыщенной части. В них проводятся наблюдения за снижением уровней законтурной или подошвенной воды.

4.3.8. При определении количества и местоположения наблюдательных и пьезометрических скважин следует максимально использовать пробуренные на месторождениях разведочные скважины. На мелких месторождениях в этих целях следует использовать только такие скважины.

4.3.9. По наблюдательным и пьезометрическим скважинам измерения следует производить не реже одного раза в 1,5-2 месяца.

4.3.10. Для крупных месторождений желательно иметь в удалении от них на

несколько километров ряд пьезометрических скважин для наблюдения за интенсивностью падения давления в законтурной, удаленной от месторождений области пласта.

4.3.11. Для залежей с большим этапом газоносности, а также для залежей, имеющих сложное строение, необходимо иметь данные о распределении давлений не только по площади залежи, но и по ее объему, то есть данные в различных частях по вертикали продуктивного горизонта.

4.3.12. По каждой обводнившейся газовой скважине следует провести исследования по установлению причин обводнения.

4.3.13. Контроль за вторжением пластовых вод в залежь в процессе разработки осуществляется гидрохимическими, промыслово-геофизическими и гидродинамическими методами.

4.3.14. Гидрохимические методы оперативного контроля требуют систематического наблюдения за изменением содержания характерных ионов в выносимых водах по всему фонду эксплуатационных скважин. Ионы, характерные для контроля по различным отложениям и районам, определяются опытным путем. Пробы воды следует отбирать ежеквартально (на экспресс-анализ), а в скважинах с начальными признаками обводнения - ежемесячно (на полный анализ).

4.3.15. Промыслово-геофизические методы контроля осуществляются специальными методами радиоактивного каротажа, которые фиксируют подъем газовой контакта в эксплуатационных и наблюдательных скважинах. Периодичность исследований определяется конкретными условиями, но должна проводиться не реже 1-2 раза в год.

4.3.16. Учет добычи газа должен отражать не только добычу утилизированного газа, но и потери его при исследованиях скважин, различных продувках, а также при аварийном фонтанировании. Эти и другие возможные потери обязательно должны быть отражены в балансе запасов, выполняемых недропользователями.

4.3.17. Если до начала эксплуатации произошли значительные потери газа, то для их оценки необходимо измерить пластовое давление на площади во всех имеющихся скважинах. Результаты оценки следует внести в баланс запасов с объяснением причин потерь.

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

С той же периодичностью должны определяться основные

физико-химические свойства стабильного конденсата для получения графической зависимости: пластовое давление - удельный и молекулярный веса конденсата .

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

4.3.20. Для оценки эффективности инвестиций в освоение газовых и газоконденсатных месторождений составляются инвестиционные проекты разработки газовых и газоконденсатных месторождений, представляющие собой план или программу вложения капитала с целью последующего получения дохода и прибыли .

Формы и содержание данных проектов разработки могут быть самыми разнообразными: от проекта освоения новых ресурсов до проекта доработки месторождений .

4.3.21. Учитывая стадийный характер освоения ресурсов, финансово-экономическая оценка осуществляется как при составлении проекта опытно-промышленной эксплуатации (5 лет), так и при составлении основного проекта разработки (20 лет). На завершающей стадии эксплуатации определяются основные технико-экономические показатели разработки и оценивается экономический предел целесообразности эксплуатации месторождений .

4.3.22. При проектировании освоения газовых и газоконденсатных месторождений следует учитывать срок жизни проекта, который состоит из трех периодов: прединвестиционного, инвестиционного и эксплуатационного.

4.3.23. Прединвестиционный период представляет собой этап времени, в течение которого проект разрабатывается, готовится по нему технико-экономическое обоснование, проводятся маркетинговые исследования, ведутся переговоры с потенциальными инвесторами и участниками проекта. Техничко-экономическое обоснование должно дать всю необходимую информацию для принятия решения об инвестировании проекта.

4.3.24. Инвестиционный период или период внедрения проекта включает: установление правовой, финансовой и организационной основ для осуществления проекта; приобретение (покупка) оборудования и его установка; набор и обучение персонала; сдача в эксплуатацию и пуск эксплуатационного объекта .

4.3.25. Эксплуатационный период включает проблемы, связанные с работой оборудования, формированием совокупных издержек производства, прибыли и маркетинга, объема продаж.

4.4. Меры по регулированию разработки залежей и месторождений для увеличения газоконденсатоотдачи

4.4.1. Обязательным видом работ по повышению газоконденсатоотдачи является регулирование разработки залежей и месторождений в целом.

4.4.2. К основным целям и средствам регулирования разработки однопластовых залежей относятся:

предотвращение выноса породы из пласта, прорыв в скважины конусов воды путем уменьшения депрессии за счет сокращения дебитов газа;

повышение производительности скважин путем дополнительной перфорации продуктивных интервалов пласта, кислотных обработок призабойной зоны, гидроразрыва пласта и другие;

повышение степени извлечения газа или газоконденсата при разработке с поддержанием давления путем переноса фронта нагнетания рабочего агента, изменения режимов работы добывающих и нагнетательных скважин, циклической закачки и другие;

повышение охвата залежи вытеснением путем бурения дополнительных эксплуатационных скважин и перевода наблюдательных и нагнетательных скважин в эксплуатационные, если они выполнили первоначально возложенные на них задачи.

4.4.3. При разработке многопластовых объектов цели и средства регулирования дополнительно включают:

учет различия фильтрационных характеристик пластов, объединяемых в эксплуатационном объекте, путем применения одновременно отдельной эксплуатации или закачки агентов (при наличии надежного оборудования);

изоляция притоков пластовых или закачиваемых в пласт вод по добывающим скважинам, путем применения заливок (цементных, химических реагентов и других).

4.4.4. В процессе разработки месторождений может проводиться приобщение к эксплуатационным объектам ранее не разрабатывавшихся горизонтов, в том числе вновь открываемых в процессе эксплуатационного разбуривания или продолжающихся разведочных работ. Приобщение допускается:

при сходной геолого-промысловой характеристике, а также, когда: эксплуатируемая скважина дает сравнительно небольшой дебит газа и приобщение нового пласта может заметно увеличить дебит данной скважины;

приобщение не приведет к разубоживанию полезных компонентов, добываемых из основного объекта;

в скважине цемент за колонной находится выше приобщаемого пласта и надежно его перекрывает.

4.4.5. Комплекс рекомендуемых мероприятий по регулированию процессов

разработки должен проводиться с применением оборудования и методов контроля, позволяющих осуществлять оценку их эффективности и уточняться в процессе авторского надзора.

4.4.6. Планируемые мероприятия по регулированию разработки и последующее их выполнение являются составной частью анализов разработки и учитываются при внесении корректив и дополнений к проекту разработки.

4.4.7. Способы эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин определяются геолого-техническими условиями, к которым относятся:
величина пластового давления и рабочий дебит скважины;
физико-химическая и товарная характеристики газа (количество парообразной влаги, конденсата, агрессивных компонентов в виде сероводорода, углекислоты, органических кислот и так далее);
физическая характеристика продуктивного горизонта и вышележащих пород (аномально высокие и аномально низкие пластовые давления);
термодинамические условия работы скважины и условия гидратообразования в стволе и газопромысловой сети;
количество пластов, эксплуатируемых одной скважиной, и условия вскрытия продуктивных горизонтов;
условия использования пластового давления на поверхности для промысловой обработки и транспорта газа к потребителям или газоперерабатывающему заводу;
местоположение скважин по отношению к газоводяному или водонефтяному контакту и возможным разрывным нарушениям.

4.4.8. Для газовых и газоконденсатных скважин в зависимости от конкретных условий местоположений на определенный период времени назначается один из следующих технологических режимов:

постоянного градиента давления - в случае возможного разрушения продуктивного коллектора. Этот режим может быть заменен режимом постоянной депрессии, однако в каждом конкретном случае такая замена должна быть обоснована;

постоянной скорости фильтрации газа в призабойной зоне пласта - в случае возможного разрушения продуктивного коллектора, а также для очищения призабойной зоны пласта от глинистого раствора;

постоянной депрессии - в случае опасности образования конусов и языков обводнения;

постоянного давления на головные скважины - при работе скважины без штуцера или для поддержания определенного давления перед установкой первичной обработки природного газа на промысле;

постоянного дебита - при отсутствии какого-либо ограничения, за

исключением пропускной способности колонны. Режим постоянного дебита не выдерживается во времени, так как величина дебита изменяется из-за падения пластового давления.

4.4.9. Эксплуатация газовых скважин по эксплуатационным колоннам без спуска в них фонтанных труб не допускается. В виде исключения для продуктивных пластов, пластовое давление которых не превышает величину давления опрессовки эксплуатационной колонны, при отсутствии в газе коррозионных компонентов, для полного выноса конденсационной и пластовой жидкости из скважины допускается продувка по затрубному пространству, но если при этом не образуются песчаные пробки в стволе скважины.

4.4.10. Диаметр фонтанных труб определяется в зависимости от:
рабочего дебита скважины;
допустимого перепада давления и температуры в стволе;
получения необходимых скоростей в фонтанных трубах;
диаметра эксплуатационной колонны.

4.4.11. Для удаления жидкости и механических примесей с забоя газовых и газоконденсатных скважин рекомендуется применять пенообразующие поверхностно-активные вещества, трубы меньшего диаметра, гидродинамические диспергаторы.

4.4.12. Фонтанная арматура при любом способе эксплуатации газовых скважин должна обеспечить возможность спуска в скважину глубинных приборов во время ее работы, а также замера температуры и давлений газа на устье скважины.

5. Основные Правила экономической оценки вариантов разработки месторождений углеводородов

5.1. Разработка правил денежной оценки эффективности промышленного освоения месторождений углеводородов - комплексная проблема, для выполнения которой необходимы совместные усилия специалистов разного профиля и решения правительственных структур. Эти правила предназначены для однотипного и качественного выполнения технико-экономического обоснования многостадийных инвестиционных проектов (проекты пробной эксплуатации, технико-экономические обоснования коэффициента извлечения нефти, технологические схемы, проекты разработки, технико-экономическое обоснование совместных организаций).

5.2. Основные правила экономической оценки вариантов разработки месторождений углеводородов разработаны на базе действующих законодательных актов Республики Казахстан с учетом российских и международных требований к составлению инвестиционных проектов и методических рекомендаций по оценке эффективности проектов.

5.3. Для принятия решения о целесообразности (нецелесообразности) долгосрочного вклада капитала в разработку месторождений углеводородов проводится финансово-экономическая оценка предстоящих инвестиций с определением затрат и выгод по вариантам и сценариям, учитывающим риск (несовершенство законодательства, рыночных отношений, ценообразования и налога обложения) .

5.4. Согласно обобщению действующих в мировой практике правил составления и оценки проектов для финансирования выделяются три периода развития инвестиционного цикла: прединвестиционный, инвестиционный и эксплуатационный .

5.5. Прединвестиционный период (до начала целевого вклада) включает: сбор и обработку информации; предпроектные исследования по участкам, пластам, скважинам; выбор методик, критериев, нормативов; оформление лицензий, контрактов, соглашений на конкурсной основе; маркетинговые связи; выбор инвестора, источников финансирования; составление бизнес-плана и проведение экспертизы .

Это является основной предпосылкой для принятия решения об инвестировании проектных работ .

5.6. Инвестиционный период - это время начала инвестиций в реализацию утвержденного варианта разработки месторождений углеводородов. При этом осуществляются закупки оборудования, материально-технических средств, строительство (промышленное и социальное), начинается бурение скважин, наземное обустройство, монтажные работы и сдача объектов в эксплуатацию.

5.7. Эксплуатационный период - это срок основных инвестиций в промышленную эксплуатацию на бурение скважин, строительные и монтажные работы с выходом месторождений на проектную мощность и их дальнейшая эксплуатация до окончания срока экономической жизни последнего объекта разработки. Эксплуатационный период характеризуется выпуском товарной продукции, ее реализацией на рынке (внутреннем, мировом) и получением выручки от продажи углеводородов по действующим ценам.

5.8. При проведении оценки вариантов разработки по месторождениям и объектам выделяются две группы. Новые месторождения (объекты) с растущей добычей и старые разрабатываемые месторождения (объекты) со снижающейся добычей нефти (газа) и возможными ее приростами за счет методов повышения коэффициента извлечения нефти, идущими на компенсацию падения добычи). Эти группы месторождений углеводородов требуют разной глубины проработок, методов расчета экономических показателей, нормативов, условий сопоставления и оценки эффективности разработки.

5.9. По вариантам разработки месторождений углеводородов для

экономических расчетов требуется следующая геолого-технологическая информация о: запасах извлекаемых (суммарные и удельные на скважину), глубине и дебитах скважин, обводненности, количестве скважин - нефтяных, нагнетательных, резервных, в том числе дублерах и других вспомогательных в расчете по годам; динамике ввода скважин в эксплуатацию по способам добычи; объеме годовой и накопленной добычи нефти, газа, жидкости, закачки воды, сточных вод; количестве газа для газлифта и закачки газа в пласт для поддержания пластового давления, расходах других рабочих агентов для новых методов.

5.10. Для расчета капитальных вложений, эксплуатационных расходов и себестоимости добычи нефти и газа по вариантам необходимы нормативы удельных с выделением расходов на природоохранные мероприятия в соответствии с требованиями об охране окружающей природной среды (на момент составления проектных документов), действующие методики и динамические модели расчета экономических показателей.

5.11. Нормативы капитальных и эксплуатационных затрат обосновываются авторами проектов на основании проектно-сметной документации и анализа фактической информации с учетом инфляционных индексов цен, разрабатываемых и утверждаемых Правительством Республики Казахстан. При привлечении иностранных партнеров нормативная основа и цены обосновываются с их участием.

5.12. Эксплуатационные затраты и себестоимость добычи нефти и газа рассчитываются по смете расходов, в основе которой лежат однородные экономические элементы (материальные, энергетические, трудовые, амортизационные и другие). Они группируются на условно-постоянные и условно-переменные затраты, отражающие особенности рыночной структуры расходов и налоговые выплаты, включая отчисления на воспроизводство запасов (ресурсов) и плату за использование недр (бонусы, рента, роялти). Сюда же относятся предпроизводственные расходы, связанные с проведением лицензирования, заключением контрактов, соглашений, договоров.

5.13. Состав затрат, их структура и удельные нормативы как на стадиях проектирования, так и при анализе разработки месторождений должны регулироваться положениями об изменениях содержания расходов, нормативов, налогов и оценки финансово-экономической деятельности организаций. Затраты на воспроизводство основных средств включаются в себестоимость продукции в форме амортизационных отчислений (по нормативным или ускоренным процентам) от стоимости созданных и введенных в действие основных фондов (активов).

5.14. Основным критерием оценки вариантов разработки является суммарная

величина чистого дисконтированного дохода, отражающего потоки чистой денежной наличности с учетом собственных и заемных источников финансирования (чистая реинвестированная прибыль, амортизационный фонд, кредитные и другие заемные средства).

5.15. Величина чистого дисконтированного дохода за период оценки вариантов рассчитывается как разность между выручкой (от продажи нефти, газа на внутреннем и мировом рынках) и затратами в освоении месторождения (капитальными, эксплуатационными без амортизации и налоговыми выплатами).

5.16. Экономическая сущность критерия основывается на рыночной категории - стоимости запасов, заключенных в недрах (доказанных геологоразведкой), которые должны эффективно использоваться государственными и коммерческими структурами на взаимовыгодных условиях с целью получения максимального дохода.

5.17. Ожидаемая максимальная величина чистого дисконтированного дохода позволяет определить стратегию промышленной разработки месторождения - прогноз развития добычи нефти (газа), выбор оптимальной плотности сетки скважин, соответствующего ей коэффициента конечной нефтеотдачи, срок его достижения (при современном уровне техники и технологии добычи и действующей конъюнктуре цен).

5.18. Ожидаемая минимальная величина чистого дисконтированного дохода (равенство затрат и выгод) определяет предельную рентабельную стоимость эксплуатации залежи. Она используется для экономического обоснования границы размещения скважин на залежи, в рамках которой рассматриваются технологические варианты разработки и проводятся гидродинамические расчеты до года достижения предельной обводненности скважин (момент прекращения эксплуатации месторождения). Отрицательная величина чистого дисконтированного дохода свидетельствует о неприемлемости варианта разработки.

5.19. Для оперативного решения вопроса о границе размещения скважин с исключением из освоения участков краевых зон со сравнительно низкими толщинами пластов, вызывающими сомнение об их экономической эффективности, используются такие оценочные показатели, как: предельно допустимые запасы (накопленные отборы) на одну скважину, минимальная нефтенасыщенная толщина пласта и предельный начальный дебит скважины.

5.20. Другим критерием оценки вариантов, наряду с основным критерием (чистым дисконтированным доходом), служит величина внутренней нормы рентабельности, рассчитанная при таком значении нормы дисконтирования, когда суммарные чистые потоки денежной наличности становятся равными нулю.

5.21. В качестве оценочного показателя инвестиционных вкладов может быть принят период окупаемости, то есть количество лет, которое потребуется для возвращения всего первоначального капитала, вложенного в проект. Срок окупаемости рассчитывается как без дисконтирования (по реальной величине потока денежной наличности), так и с учетом нормы дисконтирования. Инвестиционные проекты, которые имеют более короткий период окупаемости, характеризуются сравнительно меньшим риском и являются наиболее привлекательными.

5.22. Расчеты экономических показателей и оценка вариантов разработки месторождения производятся в постоянных ценах и с учетом инфляции как с использованием цен внутреннего рынка, так и цен мирового рынка. Однако в условиях непредсказуемости инфляционных процессов и соответствующих изменений затрат и выручки, ее можно не учитывать в расчетах и это допущение не приведет к нарушению сопоставимости вариантов и выбору рекомендуемого.

5.23. Объективная особенность нефтедобывающего производства, основанного на исчерпании наиболее доступных (дешевых) из числа разведанных запасов, является природным фактором удорожания добычи нефти (газа), спрос на которую растет и диктует цену, приближая ее к мировому эквиваленту. В этих условиях оценка вариантов разработки должна осуществляться, исходя из наивысшей внутрирыночной цены (или мировой), обеспечивающей наибольшую эффективность вклада капитала.

5.24. Для экономической оценки выбора рекомендуемого варианта разработки проводится сравнение вариантов по показателям, рассчитанным при одинаковых балансовых (геологических) запасах по эксплуатационным объектам и месторождению в целом.

5.25. Сравнение технико-экономических показателей проводится за 5, 10 лет и экономически обоснованный проектный срок оценки. При этом сопоставляются следующие основные показатели вариантов: плотность сетки скважин, срок разработки, коэффициент нефтеотдачи, извлекаемые запасы, максимальный уровень добычи (проектная мощность); капитальные вложения по источникам финансирования, включая иностранных инвесторов, эксплуатационные расходы с выделением амортизации и заработной платы, чистый дисконтированный доход, внутренняя норма рентабельности, срок возмещения (окупаемости) первоначального капитала, а также распределение дохода и прибыли по действующим налоговым моделям, включая "соглашение о разделе продукции".

5.26. Учет влияния риска на эффективность проектных решений проводится в рамках рекомендуемого варианта разработки за счет изменения объемов добычи, затрат и цен по сценариям - реальному, оптимистичному и пессимистичному.

6. Охрана недр и окружающей природной среды при разработке нефтяных и газовых месторождений

6.1. Общие положения

6.1.1. Настоящие Правила устанавливают порядок выполнения требований, предъявляемых действующим законодательством Республики Казахстан, в части охраны окружающей природной среды, недр, рационального использования природных ресурсов, безопасного ведения работ при разведке, разбурировании и разработке нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений.

6.1.2. Охрана окружающей природной среды предусматривает мероприятия, направленные, в первую очередь, на охрану здоровья и условий жизни работников и населения, рациональное использование земель и вод, предотвращение загрязнения водных и земельных ресурсов, воздушного бассейна, животного и растительного мира, а также на ликвидацию последствий загрязнений и восстановление природных ресурсов. Охрана окружающей природной среды должна осуществляться в соответствии с природоохранным законодательством Республики Казахстан и соответствовать международным нормам и правилам.

6.1.3. Охрана недр предусматривает: осуществление комплекса мероприятий по обеспечению полноты извлечения из недр нефти и газа, рационального и комплексного их использования; сохранение свойств энергетического состояния верхних частей недр на уровне, предотвращающем появление техногенных процессов: землетрясений, оползней, подтоплений, просадок грунта; предотвращение загрязнения подземных водных источников вследствие межпластовых перетоков нефти, воды и газа в процессе проводки, освоения и последующей эксплуатации скважин, а также вследствие утилизации отходов производства и сточных вод.

Охрана недр должна осуществляться в строгом соответствии с Законом Республики Казахстан "О недрах и недропользовании".

6.1.4. Мероприятия по охране недр и окружающей природной среды предусматриваются в:

лицензии на пользование недрами;
предпроектных и проектных документах на разработку и обустройство нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений;
контрактах на разработку месторождений;
перспективных и годовых программах организаций по охране недр и окружающей природной среды.

Природоохранные мероприятия должны соответствовать требованиям законодательных и нормативных актов, государственных стандартов по охране окружающей природной среды и недр, настоящих Правил и должны учитывать

особые условия проведения работ. Соблюдение требований и контроль за их реализацией возлагается на ведомственную экологическую службу организаций.

6.1.5. Ответственность за состояние охраны недр и окружающей природной среды возлагается на первых руководителей либо собственника недропользователей.

6.1.6. Государственный контроль за охраной недр, рациональным и комплексным использованием минерального сырья возложен на Государственный орган Республики Казахстан по охране недр, а также на геологические и маркшейдерские службы нефтегазодобывающих управлений. Предписания Государственного органа Республики Казахстан по охране недр обязательны для всех организаций, осуществляющих поисковое, разведочное, эксплуатационное бурение и разработку нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений.

Государственный надзор и контроль за соблюдением законодательных и нормативных актов по охране труда на организациях нефтегазодобывающей промышленности осуществляет Комитет по надзору за безопасным ведением работ в промышленности и горному надзору Республики Казахстан.

6.1.7. Государственный контроль за выполнением организациями требований природоохранного законодательства Республики Казахстан при разведке, разбурировании и разработке нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений осуществляется местными представительными и исполнительными органами власти, органами Министерства экологии и биоресурсов и другими контролирующими органами Республики Казахстан.

6.1.8. Ведомственный контроль за состоянием охраны окружающей природной среды и недр осуществляют специализированные экологические службы недропользователей при наличии действующей системы мониторинга.

6.1.9. Разработка нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений проводится на основании результатов инженерно-геологических, гидрогеологических, геоэкологических и других исследований. Необходимость проведения дополнительных исследований определяется проектной организацией в соответствии с требованиями природоохранных нормативных документов.

6.1.10. При разведке, разбурировании и разработке нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений применяются только экологически чистые технологии и химические продукты; высоко- надежная современная технология и оборудование, в том числе для условий высокого содержания сероводорода, соответствующая стандартам Республики Казахстан или мировым стандартам, если требования мировых стандартов не ниже казахстанских.

6.1.11. Проектная документация по каждому виду нефтяных операций вместе

с материалами оценки воздействия на окружающую природную среду представляются на государственную экологическую экспертизу в органы Министерства экологии и биоресурсов Республики Казахстан. Положительное заключение экологической экспертизы является основанием для выдачи природоохранными органами разрешения на природопользование, без которого реализация проекта не допускается.

Указанные разработки могут пройти независимую экспертизу и обеспечивать использование современной технологии и защиту окружающей природной среды и недр. В проекте приводится сравнительная оценка выбранных технологических параметров с лучшими мировыми аналогами по степени экологического риска.

6.2. Охрана недр и окружающей природной среды в процессе разбуривания месторождений

6.2.1. Разведка, разбуривание нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений являются экологически опасными видами работ и с о п р о в о ж д а ю т с я :

физическим нарушением почвенно-растительного покрова, грунта зоны аэрации, природных ландшафтов на буровых площадках и по трассам линейных сооружений, прокладываемых при строительстве скважин;

химическим загрязнением почв, грунтов, горизонтов подземных вод, поверхностных водоемов и водотоков, атмосферного воздуха веществами и химическими реагентами, используемыми при проходке скважин, буровыми и технологическими отходами, а также природными веществами, получаемыми в процессе и с п ы т а н и я с к в а ж и н ;

и з ь я т и е м в о д н ы х р е с у р с о в ;

нарушением температурного режима экзогенных геологических процессов (термокарст, термоэрозия, просадки и другие) с их возможным негативным проявлением (открытое фонтанирование, грифонообразование, обвалы стенок скважин) в техногенных условиях на буровых площадках;

загрязнением недр и окружающей природной среды в результате внутрипластовых перетоков и выхода флюида из ликвидированных скважин на д н е в н у ю п о в е р х н о с т ь .

6.2.2. К основным источникам загрязнения и воздействия на окружающую природную среду относятся :

при бурении скважин: блок приготовления и химической обработки бурового и цементного растворов (гидроциклон, вибросит); циркуляционная система; насосный блок (охлаждение штоков насосов, дизелей); устье скважины; запасные емкости для хранения промывочной жидкости; вышечный блок (обмыв инструмента, явление сифона при подъеме инструмента), отходы бурения (шлам, сточные воды, буровой раствор), емкости горюче-смазочных материалов,

двигатели внутреннего сгорания, котельные, химические вещества, используемые для приготовления буровых и тампонажных растворов, топливо и смазочные материалы, хозяйственно-бытовые сточные воды, твердые бытовые отходы ;

при испытании скважин: межкомплексные перетоки по затрубному пространству и нарушенным обсадным колоннам, фонтанная арматура, продувочные отводы, сепаратор, факельная установка; нефть, газ, конденсат, получаемые при испытании скважин, минерализованные пластовые воды, продукты аварийных выбросов скважин (пластовые флюиды, тампонажные смеси) ;

при ликвидации и консервации скважин: негерметичность колонн, обсадных труб, фонтанной арматуры, задвижки высокого давления, закупорка пласта при вторичном вскрытии, прорыв пластовой воды и газа из газовой шапки, нефти и газа, конденсата, минерализованной воды.

6.2.3. Конструкции скважин в части надежности, технологичности и безопасности должны обеспечивать условия охраны недр и окружающей природной среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности.

6.2.4. Бурение скважин осуществляется с помощью буровых установок на электроприводе от внешних сетей. Если бурение ведется буровой установкой с дизельгенераторным и дизельным приводом, то выпуск неочищенных выхлопных газов в атмосферу с таких установок снижается до минимума.

6.2.5. Площадка для буровой установки планируется с учетом естественного уклона местности и обеспечения движения сточных вод в сторону отстойных емкостей, типа почвенного покрова и литологического состава почво-грунтов, глубины залегания грунтовых вод (особенно пресных), наличия охранных зон, данных по новейшей тектонике, сейсмической опасности территории, аэрокосмического мониторинга, близости проектируемой буровой установки к питьевому или рыбохозяйственному водоему, его категоричности.

6.2.6. До начала бурения скважин проверяются и приводятся в исправное состояние паропроводы, циркуляционная система, блок приготовления и очистки бурового раствора, склад хранения химических реагентов, территория под буровую вышку, емкости горюче-смазочных материалов и другие привышечные сооружения, где может быть утечка жидкости, содержащей токсичные вещества.

6.2.7. Проведение буровых работ в пределах береговых охранных зон осуществляется только при наличии специального разрешения, выдаваемого в установленном порядке природоохранными органами, а в пределах охранных зон

водозаборов, заповедников эти работы регламентируются законодательными и нормативными документами Республики Казахстан.

6.2.8. На территориях, где существует угроза затопления их паводковыми и нагонными водами, работы осуществляются по специальному проекту.

6.2.9. При строительстве скважин на плодородных землях и землях активного сельхозпользования в процессе проведения подготовительных работ к монтажу бурового оборудования снимается и отдельно хранится плодородный слой для последующей рекультивации территории.

6.2.10. При строительстве скважин запрещается нарушение растительного и почвенного покровов за пределами участков, отведенных под строительство.

6.2.11. Для исключения попадания отходов бурения на территорию буровой площадки и миграции токсичных веществ в природные объекты предусматриваются инженерная система организованного их сбора, хранения и гидроизоляция технологических площадок.

6.2.12. Строительство скважин должно осуществляться с применением безамбарного способа приготовления и очистки бурового раствора. Строительство шламовых амбаров допускается только по согласованию с соответствующими государственными органами, в том числе с Министерством экологии и биоресурсов Республики Казахстан.

В тех случаях, когда строительство скважин ведется в особо охраняемых природных зонах, необходимо применять только безамбарный способ бурения.

6.2.13. Запрещается сброс отходов бурения и канализационных стоков в водоемы и подземные водоносные горизонты. Возможно захоронение буровых сточных вод в глубокие подземные горизонты, не имеющие в разрезе пресных и бальнеологических вод, при условии получения разрешения государственных контролирующих органов.

6.2.14. Проводятся работы по утилизации и нейтрализации отработанного бурового раствора, буровых сточных вод и выбуренной породы (шлама) для повторного использования в процессе бурения, возврата в природную среду в соответствии с существующими требованиями и возможного использования в качестве строительного материала.

6.2.15. При разбуривании водоносных горизонтов, которые могут быть использованы как источники хозяйственно-питьевого водоснабжения, химические реагенты, применяемые для приготовления (обработки) бурового и цементного растворов, должны иметь токсикологические характеристики, согласованные с органами Министерства здравоохранения и Министерства экологии и биоресурсов Республики Казахстан. Интервалы залегания водоносных горизонтов надежно изолируются.

6.2.16. При бурении скважин в условиях поглощения запрещается попадание

растворов и материалов в пласты, содержащие хозяйственно-питьевые воды. При этом используются быстросхватывающие смеси, различные устройства и технологические процессы, такие, как бурение с использованием азрированных растворов, пен и так далее.

6.2.17. До начала испытаний скважин проверяется и обеспечивается: герметичность и надежность в работе выкидных линий, установки для разделения продуктов испытания скважин (сепаратора), факела, замерных устройств, емкостей, гидроизоляция амбаров под нефть, площадки под сепаратором и обваловки вокруг него.

6.2.18. В процессе испытания скважин нефть, минерализованная вода собираются в емкости с последующим их вывозом в согласованные в установленном порядке места.

6.2.19. При подготовке месторождения к разработке проводятся работы по опробыванию всех нефтегазоносных пластов на наличие в них воды. В случае получения при опробывании этих пластов воды проводятся исследовательские работы по изучению их химического и газового составов, уточнению источника поступления воды и, при необходимости, после изоляционных работ проводится повторное их опробование.

6.2.20. Работы по освоению и испытанию скважин выполняются, если высота подъема цементного раствора за эксплуатационной колонной отвечает проекту и требованиям охраны недр.

6.2.21. 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.

6.2.22. Вскрытие сероводородсодержащих пластов производится после проверки и установления готовности буровой и персонала к вскрытию пласта, проверки выполнения мероприятий по защите работающих и населения в зоне возможной загазованности в случае аварийного выброса нефти и газа (открытого фонтана) под руководством лица, ответственного за производство работ.

6.2.23. При нефтегазопроявлениях герметизируется устье скважины и дальнейшие работы ведутся в соответствии с планом ликвидации аварий.

6.2.24. При наличии сероводорода в скважине буровой раствор обрабатывается нейтрализатором сероводорода.

6.2.25. В случае отсутствия возможностей для утилизации продукта запрещается освоение и исследование разведочных и эксплуатационных скважин без нейтрализации или сжигания газа с постоянным поддержанием горения.

6.2.26. При необходимости сжигания пластовой продукции с наличием сероводорода обеспечиваются условия, при которых концентрация их в

приземном слое атмосферы населенных пунктов или объектов народного хозяйства не превышает санитарных норм.

6.2.27. По завершении работ по освоению и гидродинамическому исследованию скважин проводится контроль воздуха рабочей зоны на наличие сероводорода и проверка герметичности устьевого арматуры.

6.2.28. При появлении признаков нефтегазопроявлений ремонтные работы на скважине немедленно прекращаются, скважина повторно задавливается жидкостью, обработанной нейтрализатором.

6.2.29. В скважинах, не законченных бурением по техническим причинам (вследствие аварий или низкого качества проводки), в пройденном разрезе которых установлено наличие нефтегазоводонесных пластов, проводятся изоляционные работы в целях предотвращения межпластовых перетоков нефти, в о д ы и г а з а .

6.2.30. При применении буровых растворов на углеводородной основе (известково-битумных, инвертно-эмульсионных и других) принимаются меры по предупреждению загазованности воздушной среды. Для контроля загазованности проводятся замеры воздушной среды у ротора, блока приготовления раствора, вибросит и в насосном помещении, а при появлении загазованности - принимаются меры по ее устранению.

6.2.31. Работа по ликвидации открытого фонтана проводится по специальному плану, разработанному штабом, созданным в установленном п о р я д к е .

6.2.32. Помещения буровых установок должны быть оборудованы вытяжной вентиляцией, включаемой от датчиков на сероводород при достижении предельно допустимой концентрации. График оснащения помещений буровых установок вентиляционным оборудованием согласовывается с местными органами Комитета по надзору за безопасным ведением работ в промышленности и горному надзору Республики Казахстан.

6.2.33. Захоронение пирофорных отложений, шлама и керна с целью исключения возможности загорания или отравления людей должно производиться согласно проекту и по согласованию с местными органами санитарного надзора, охраны природы и пожарной охраны.

6.2.34. Ввод в эксплуатацию скважины или куста скважин производится при условии выполнения в полном объеме всех экологических требований, предусмотренных проектом.

6.2.35. После окончания бурения, освоения (испытания) скважин и демонтажа оборудования проводятся работы по восстановлению (рекультивации) земельного участка в соответствии с проектными решениями.

6.3. Охрана недр и окружающей природной среды при разработке месторождений

6.3.1. Разработка нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений сопровождается следующим техногенным воздействием на окружающую природную среду и недра:

исключением из сельскохозяйственного оборота значительных земельных ресурсов;

использованием пресной воды на производственные нужды; сжиганием попутного газа в факелах, испарением легких фракций нефти; размещением шламонакопителей на территории промысла; аварийными разливами нефти и пластовой воды; сбросом на рельеф местности и захоронением в поглощающие горизонты извлекаемых с нефтью высокоминерализованных пластовых вод; загрязнением недр и подземных вод в результате межпластовых перетоков нефти.

6.3.2. К основным источникам загрязнения при разработке нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений относятся: неплотности сальников устьевого арматуры, насосов, фланцевых соединений, задвижек; продукты от сжигания газа в факелах и испарения нефти; химические реагенты; пластовая вода, промышленные отходы и так далее.

6.3.3. От крайнего ряда эксплуатационных скважин, а также от каждого объекта нефтяного или газового месторождения устанавливается санитарно-защитная зона, размеры которой определяются по действующим санитарным нормам. Для нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений с наличием сероводорода санитарно-защитная зона определяется, исходя из объемов возможных аварийных выбросов и условий рассеивания сероводорода.

6.3.4. Осуществляются наблюдения за сейсмическим и геодинамическим режимами района разработки месторождений с целью выявления конкретных очагов сейсмической активности и изучения закономерностей их пространственно-временной миграции, определения механизма землетрясений, надежного трассирования сейсмоактивных зон, а также возможных просадок поверхности земли.

6.3.5. 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.

6.3.6. В процессе промышленной разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений обеспечиваются сбор и использование добываемых вместе с

нефтью газа, конденсата и сопутствующих ценных компонентов и воды в объемах, предусмотренных в утвержденном технологическом проектом документе. Проект обустройства нефтяного месторождения под промышленную разработку принимается к утверждению только в случае, когда в нем решены вопросы сбора и рационального использования нефтяного газа.

Сжигание попутного нефтяного газа на факелах при пробной и опытно-промышленной эксплуатации допускается в течение срока, согласованного с соответствующими государственными организациями.

Запрещается выпуск сероводородсодержащего газа в атмосферу без сжигания или нейтрализации. Сброс газа от рабочего и резервного предохранительных клапанов технологических аппаратов и емкостей должен производиться в ф а к е л ь н у ю с и с т е м у .

6.3.7. Проводится работа по определению содержания меркаптанов в нефти и газе, и обеспечивается эффективная очистка газа от меркаптанов.

6.3.8. Освоение и эксплуатация добывающих и нагнетательных скважин проводятся при соответствующем оборудовании скважин, предотвращающем возможность выброса и открытого фонтанирования нефти и газа, потерь н а г н е т а е м о й в о д ы .

6.3.9. Запрещается эксплуатация добывающих и нагнетательных скважин с нарушением герметичности эксплуатационных колонн, отсутствием цементного камня за колонной, пропусками фланцевых соединений и так далее.

Эксплуатация дефектных скважин разрешается только местными органами Комитета по надзору за безопасным ведением работ в промышленности и горному надзору Республики Казахстан. Одновременно с выдачей такого разрешения утверждаются специальные режимы эксплуатации этих скважин, план ремонтно-восстановительных работ, а также за их работой осуществляется постоянный контроль с целью обеспечения охраны недр и окружающей п р и р о д н о й с р е д ы .

6.3.10. Выполняются мероприятия по оздоровлению фонда скважин, включающие в себя ликвидацию части дефектных скважин с неподнятым цементом за колонной или кондуктором с бурением скважин-дублеров новой надежной конструкции. Оздоровление пробуренного фонда скважин осуществляется, в первую очередь, на дефектных скважинах, расположенных в с а н и т а р н о - з а щ и т н ы х з о н а х .

6.3.11. Практическому осуществлению любого метода интенсификации добычи нефти и газа на каждом новом месторождении предшествуют экспериментальные исследования, проводимые с целью обоснования основных параметров процесса, соблюдение которых обеспечивает сохранность колонны и ц е м е н т н о г о к о л ь ц а с к в а ж и н .

6.3.12. Необходимым условием применения при разработке нефтяных месторождений химических реагентов является изучение геологического строения залежи и гидрогеологических условий.

При выборе химических реагентов для воздействия на пласт необходимо учитывать их класс опасности, растворимость в воде, летучесть.

6.3.13. Необходимо предотвращать возможные утечки и разлив химических реагентов и нефти, возникающие при подготовке скважин и оборудования к проведению основной технологической операции, ремонте, исследовании скважин, использовании неисправной или непроверенной запорно-регулирующей аппаратуры, механизмов, агрегатов, нарушении технологии ведения основного процесса, негерметичности эксплуатационных колонн.

6.3.14. При закачке в пласт ингибиторов солеотложений и парафиноотложений, поверхностно-активных веществ, деэмульгаторов и тому подобных, во избежание их разлива, используется только специализированная техника.

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

6.3.16. При обводнении эксплуатационных (добывающих) скважин помимо контроля за обводненностью их продукции проводятся 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 добывающих скважин принимается в соответствии с действующим положением по определению предела рентабельности разработки нефтяного месторождения и эксплуатации скважин.

6.3.17. 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 организация обязана установить и ликвидировать причину неуправляемого движения пластовых флюидов.

6.3.18. Эксплуатационные скважины, подключенные к установкам комплексной подготовки газа, должны исследоваться с использованием контрольного сепаратора без выброса и сжигания газа в атмосфере.

6.3.19. Для защиты от коррозии технологического, внутрискважинного оборудования, эксплуатационной и лифтовой колонн, эксплуатируемых в условиях воздействия сероводорода, должны применяться коррозионно-стойкие

марки сталей и ингибиторы коррозии, а также нержавеющие коррозионно-стойкие стали без применения ингибиторов коррозии, специальные покрытия и технологические методы уменьшения коррозионной активности п р о д у к ц и и .

Внутрискважинное оборудование, технологические аппараты, обсадные трубы и другое оборудование, используемое в коррозионно-агрессивной среде, должны быть стойкими к сульфидному растрескиванию.

Осуществляется контроль коррозионного состояния оборудования.

6.3.20. На установках, в помещениях и на промышленных площадках, где возможно выделение в воздух рабочей зоны сероводорода, осуществляется контроль воздушной среды автоматическими стационарными газосигнализаторами, а также периодически в местах возможного скопления сероводорода переносными газосигнализаторами или газоанализаторами.

6.3.21. Принимаются меры по повышению надежности системы поддержания пластового давления. Обеспечивается замена действующих водоводов сточных вод с достаточно большим сроком службы и ингибиторная защита всех водоводов, по которым осуществляется закачка сточных вод, а также электрохимическая защита подводящих водоводов.

6.3.22. Пластовая вода, добытая вместе с нефтью, подлежит очистке в соответствии с нормами содержания твердых взвешенных веществ и нефтепродуктов в воде, используется в системе поддержания пластового давления или с целью захоронения закачивается в поглощающие горизонты.

При необходимости осуществляется обработка закачиваемой в продуктивные пласты воды антисептиками с целью предотвращения ее заражения сероводородными бактериями, приводящими к образованию сероводорода в н е ф т и и в о д е .

6.3.23. Запрещается сброс пластовой воды на поля испарения, в поверхностные водные источники, закачка в подземные горизонты, приводящие к загрязнению подземных вод, а также слив жидкостей, содержащих сероводород , в открытую систему канализации без нейтрализации.

Пластовая вода с высоким содержанием сероводорода должна обрабатываться и содержаться в герметичных емкостях.

6.3.24. Подземное захоронение промышленных стоков осуществляется путем их закачки в нагнетательные скважины, в надежно изолированные поглощающие горизонты, не содержащие подземных вод, которые используются или могут быть использованы для хозяйственно-питьевых, бальнеологических целей.

6.3.25. Подземное захоронение промышленных стоков в поглощающие горизонты допускается только в исключительных обстоятельствах: при разработке залежей без применения заводнения;

при получении небольших количеств промышленных стоков в начальный период разработки до строительства системы заводнения;

при избыточном количестве промышленных стоков по сравнению с проектной надобностью и нецелесообразности их транспортировки к другим месторождениям;

при использовании пластовых вод как гидроминерального сырья;
при неоправданно сложной технологии очистки некоторых промышленных стоков, образующихся на установке комплексной подготовки нефти.

6.3.26. Для проведения глубокого захоронения промышленных стоков создается специальный объект (полигон), на территории которого размещается комплекс поверхностных и подземных сооружений, предназначенных для сбора и удаления отходов, контроля за их состоянием и миграцией в недрах.

6.3.27. Для небольших объемов жидких отходов и при наличии благоприятных геологических условий может применяться способ глубинного захоронения с гидравлическим разрывом пласта, при котором в массиве слабопроницаемых пород образуется система искусственных трещин, которые в процессе нагнетания заполняются отходами.

6.3.28. Безопасность глубинного захоронения определяется: свойствами геологической среды, характером геохимических и физико-химических процессов в недрах, а также техногенного влияния на них закачиваемых отходов; технологией заполнения коллекторов или искусственных емкостей в горных породах промышленными отходами; состоянием инженерных сооружений и систем контроля.

6.3.29. Захоронение жидких отходов производства, сброс сточных вод регламентируются соответствующими статьями Законов Республики Казахстан "О недрах и недропользовании" и "Об охране окружающей природной среды".

6.3.30. Запрещается размещение на территории промысла нефтешламовых амбаров, содержимое имеющихся шламонакопителей подлежит переработке или утилизации с последующей рекультивацией земли на территории ликвидированных амбаров.

6.3.31. Должны проводиться систематические исследования технического состояния скважин на предмет их соответствия требованиям охраны недр и окружающей природной среды.

6.3.32. Организация несет полную ответственность за обеспечение надежности и безопасности объекта на стадии его эксплуатации, консервации и ликвидации.

6.3.33. Организацией осуществляется контроль через сеть инженерных скважин за состоянием грунтовых вод (по периметру месторождения), а также в районе расположения шламонакопителей.

6.3.34. Земельные участки выработанных нефтяных и газовых месторождений должны передаваться землепользователям.

6.3.35. На взрыво-, пожароопасных объектах разрабатывается план ликвидации возможных аварий, в котором с учетом специфических условий необходимо предусматривать оперативные действия персонала по предотвращению аварий и ликвидации аварийных ситуаций, а в случае их возникновения - по локализации, исключению загораний или взрывов.

6.4. Экологическое обоснование целесообразности разработки месторождений

6.4.1. Экологическое обоснование осуществляется на предпроектной и проектной стадиях разработки месторождений с целью предотвращения или снижения вредного воздействия на окружающую природную среду, сохранения природных богатств и создания благоприятных условий для жизни людей путем комплексного рассмотрения всех потерь и преимуществ, связанных с реализацией намечаемой деятельности.

6.4.2. Экологическое обоснование целесообразности разработки месторождений проводится в соответствии с условиями природопользования, согласованными при выборе места размещения объекта, включая ограничения, связанные с особой ценностью и опасностью предполагаемого района работ.

6.4.3. В экологическом обосновании должны быть освещены следующие вопросы :

цель, характер, средства и сроки реализации разработки месторождений;
перечень законодательных актов, регламентирующих требования в области охраны окружающей природной среды и рационального использования природных ресурсов применительно для разработки месторождений нефти и газа ;

природно-хозяйственно-социальная характеристика района разработки месторождений нефти и газа ;

количественные и качественные показатели состояния компонентов экосистемы (включая недра), а также оценка существующего экологического состояния в районе разработки месторождений нефти и газа и близлежащих населенных пунктов ;

социальная характеристика в районе работ;
характеристика предполагаемой техногенной нагрузки (по каждому варианту разработки) ;

сценарии возможных аварийных ситуаций;
прогноз воздействия каждого варианта разработки на окружающую природную среду (включая недра и социальную сферу);
мероприятия, направленные на сохранение окружающей природной среды

или на минимальное воздействие разработки месторождений на экокомпоненты и социальную сферу;

эколого-экономическая оценка разработки нефтяных и газовых месторождений, включая:

затраты на природоохранные мероприятия и восстановление нарушенных элементов окружающей природной среды;

плату за нормативные и сверхнормативные сбросы и выбросы загрязняющих веществ и складирование отходов производства, плату за использование недр.

В концепции организаций, осуществляющих разработку месторождений нефти и газа, на основе оценки воздействия на окружающую природную среду, предложенных мероприятий по ее сохранению и эколого-экономической оценки должно быть продекларировано обязательство организации осуществлять разработку месторождений нефти и газа надежно и безопасно для окружающей природной среды, а в случае непредвиденных аварийных ситуаций, - быстро и эффективно ликвидировать аварии и их последствия.

7. Ведение документации по разработке нефтяных и газовых месторождений и эксплуатации скважин

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

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

проектирования разработки нефтяных месторождений; 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 и газа;

контроля и анализа разработки залежей (объектов), оценки эффективности мероприятий по совершенствованию и регулированию процесса разработки; планирования и контроля эффективности мероприятий по охране недр и окружающей природной среды.

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

7.3. По видам документация подразделяется на первичную, сводную и общую.

7.4. Первичная документация включает объективные данные различных

измерений и исследований, имеющих отношение к технологическим процессам добычи нефти и газа, акты о проведении различных работ на скважинах и других нефтегазопромысловых объектах, заполняется в тех звеньях, где непосредственно проводятся соответствующие работы, исследования и наблюдения (цеха и бригады по добыче нефти и газа, подземному и капитальному ремонту скважин, цеха научного исследования производства работ, центральные научно-исследовательские лаборатории).

К основным первичным документам относятся:

- описание керна материала;
- данные определения коллекторских свойств и параметров пластов;
- результаты лабораторных анализов нефти, воды и газа;
- данные литолого-фациальных исследований пластов;
- журнал замеров продукции скважин и закачки вытесняющих агентов;
- суточный рапорт о работе скважин или сведения о работе скважин, полученные по системе телемеханики;
- данные гидродинамических и геофизических исследований скважин (пластовое и забойное давления, профили притока, поглощения, температуры и другие);
- результаты замеров глубин забоев и работ по их очистке;
- акты о перфорации скважин;
- акты и материалы о подземных и капитальных ремонтах скважин;
- акты и материалы о прочих работах, проведенных в стволе скважин (возврат, дострел, воздействие на призабойную зону пласта и так далее);
- материалы, полученные от организаций, проводивших разведку, бурение скважин, подсчет запасов и так далее.

7.5. Сводная документация систематизирует и объединяет информацию, содержащуюся в первичной документации и заполняется в цехах по добыче нефти и газа, цехах научного исследования производства работ, центральных научно-исследовательских лабораториях и других организациях. К основным сводным документам относятся:

- дело скважин (паспорт, карточки добывающих и нагнетательных скважин, карточки по исследованию скважин);
- технологические режимы;
- сводные ведомости по отбору нефти, газа, воды, обводненности, учету времени работы скважин;
- каталоги, таблицы, графики, диаграммы.

7.6. Обобщающая документация содержит обработанную первичную информацию по укрупненным объектам и показателям и ведется в различных звеньях (цех по добыче нефти и газа, цех научного исследования производства

работ, нефтегазодобывающее управление, объединение, отраслевой научно-исследовательский проектный институт) в соответствии с распределением функций в данном объединении. К основным обобщающим документам относятся:

паспорт производственного нефтегазодобывающего управления;
каталог структуры запасов;
геологические отчеты;
отчеты по состоянию и движению фонда скважин;
паспорт месторождения (залежи, объекта);
геологические профили и карты (структурные, разработки, изобар, распределение запасов и другие);
отчетные формы для представления в государственные органы Республики Казахстан.

7.7. Ответственность за ведение первичной документации и ее качество несут руководство цехов по добыче нефти и газа, подземному (текущему) и капитальному ремонтам скважин, поддержанию пластового давления, руководители соответствующих цехов научного исследования производства работ, центральных научно-исследовательских лабораторий, научно-исследовательских проектных институтов.

7.8. Ответственность за ведение сводных и обобщающих документов несет руководство нефтегазодобывающих управлений, объединений в соответствии с типовыми положениями и должностными инструкциями.

7.9. Все документы составляются по утвержденным Министерством нефтяной и газовой промышленности Республики Казахстан формам.

7.10. При введении новых форм документации указывается звено управления, ответственное за ее заполнение.