Правила разработки газовых и газоконденсатных месторождений



gost.e-ecolog.ru

Согласовано
Министерство
газовой промышленности
5 июня 1969 г
Министерство
нефтяной промышленности
4 марта 1969 г
Министерство
геологии СССР
20 февраля 1969 г

Утверждено
Госгортехнадзором
СССР
6 апреля 1970 г

Правила разработки газовых и газоконденсатных месторождений

ИЗДАТЕЛЬСТВО «НЕДРА»
МОСКВА 1971

УДК 622.324(0.61)

Правила разработки газовых и газоконденсатных месторождений. *Изд-во «Недра», 1971 г., стр. 104*

Настоящие правила охватывают вопросы разработки газовых и газоконденсатных месторождений и эксплуатации скважин, обустройства промыслов и охраны недр газовых и газоконденсатных месторождений.

В Правилах сформулированы также требования к разведке с точки зрения получения информации, необходимой для составления проектов опытно-промышленной эксплуатации и разработки месторождений.

Редактор *А. Г. Демидова*

Редакционная комиссия.
В. П. Бибилуров (председатель), *Г. И. Ажоткин* (зам. председателя), *Л. Ф. Афанасьев* (зам. председателя), *Л. А. Бондаренко, Н. П. Будников, А. Г. Демидова, И. Г. Жданов, М. А. Железнякова, Д. М. Зинченко, М. М. Кошпаров, А. Л. Козлов, С. С. Синицын, А. П. Солопко, В. В. Стасенков, М. Л. Сургучев, Е. Н. Сусликов, В. П. Фере*

БЗ 22—1971 № 14

ПРЕДИСЛОВИЕ

Правила разработки газовых и газоконденсатных месторождений подготовлены Всесоюзным научно-исследовательским институтом газовой промышленности (ВНИИГаз) с участием УкрНИИГаза и коллективом работников Министерства газовой промышленности.

При рассмотрении указанных Правил были использованы предложения и замечания Министерства нефтяной промышленности, Министерства геологии СССР, объединения Кубаньгазпром, Азербайджанского филиала ВНИИГаза, комитетов и управлений округов Госгортехнадзора СССР.

Настоящие Правила охватывают вопросы разработки газовых и газоконденсатных месторождений и эксплуатации скважин, обустройства промыслов и охраны недр газовых и газоконденсатных месторождений.

В правилах сформулированы также требования к разведке с точки зрения получения информации, необходимой для составления проектов опытно-промышленной эксплуатации

и разработки месторождений.

Настоящие Правила разработаны с учетом специфических особенностей развития газовой промышленности и выпускаются взамен «Временных правил технической эксплуатации нефтяных и газовых месторождений», утвержденных б. Министерством нефтяной промышленности в 1955 г., в части, касающейся разработки газовых месторождений.

Соблюдение настоящих Правил обязательно для всех организаций независимо от ведомственной подчиненности, осуществляющих разведку, проектирование, разработку и эксплуатацию газовых и газоконденсатных месторождений.

РАЗДЕЛ I

ПОДГОТОВКА ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ К РАЗРАБОТКЕ

ГЛАВА 1

КЛАССИФИКАЦИЯ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (ЗАЛЕЖЕЙ)

§ 1. По сложности геологического строения продуктивных горизонтов газовые и газоконденсатные месторождения подразделяются на две основные группы:

а) месторождения сложного геологического строения (разбитые тектоническими нарушениями на ряд блоков и зон, имеющие изменчивый характер продуктивных горизонтов литологический состав, коллекторские свойства и др.);

б) месторождения простого геологического строения (продуктивные пласты на этих месторождениях характеризуются относительной выдержанностью литологического состава, коллекторских свойств и продуктивных горизонтов по всей площади залежи).

§ 2. По числу продуктивных горизонтов (залежей) месторождения подразделяются на:

а) однопластовые;

б) многопластовые.

§ 3. По числу объектов разработки месторождения подразделяются на:

а) однообъектные, когда имеется лишь одна залежь, или все залежи объединяются в один объект разработки;

б) многообъектные, когда выделяется несколько объектов разработки.

§ 4. По наличию или отсутствию конденсата месторождения подразделяются на:

а) газовые, из газа которых при снижении давления и температуры выделение жидких углеводородов не происходит;

б) газоконденсатные, из газа которых при снижении давления и температуры происходит выделение жидких углеводородов.

§ 5. Газоконденсатные месторождения (залежи) по содержанию стабильного конденсата могут подразделяться на следующие группы:

I группа, с незначительным содержанием стабильного конденсата — до 10 *см³/м³*;

II группа, с малым содержанием — от 10 до 150 *см³/м³*;

III группа, со средним содержанием — от 150 до 300 *см³/м³*;

IV группа, с высоким содержанием - от 300 до 600 *см³/м³*;

V группа, с очень высоким содержанием — свыше 600 *см³/м³*.

§ 6. В зависимости от содержания стабильного конденсата, термодинамической характеристики и геологических условий газоконденсатные месторождения могут разрабатываться:

а) без поддержания пластового давления (как чисто газовые месторождения);

б) с поддержанием пластового давления.

§ 7. По наличию или отсутствию нефти в пласте газовые и газоконденсатные залежи можно подразделить на группы:

а) залежи без нефтяной оторочки или с нефтяной оторочкой непромышленного значения;

б) залежи с нефтяной оторочкой промышленного значения.

§ 8. По дебитности (максимально возможный рабочий дебит) скважин газовые и газоконденсатные месторождения (залежи, объекты разработки) можно подразделить на следующие группы:

а) низкодебитные — до 25 тыс. *м³/сутки*;

б) малодебитные — 25—100 тыс. *м³/сутки*;

в) среднедебитные — 100—500 тыс. *м³/сутки*;

г) высокодебитные — 500—1000 тыс. *м³/сутки*;

д) сверхвысокодебитные — свыше 1000 тыс. *м³/сутки*.

§ 9. По величине начальных пластовых давлений выделяются залежи:

а) низкого давления — до 60 *кГ/см*^{2},
б) среднего давления — от 60 до 100 *кГ/см*^{2};
в) высокого давления — от 100 до 300 *кГ/см*^{2};
г) сверхвысокого давления - свыше 300 *кГ/см*^{2}.

ГЛАВА 2

ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К РАЗВЕДКЕ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

§ 10. Разведочные организации, независимо от ведомственной подчиненности, при разведке газовых и газоконденсатных месторождений должны обеспечить оценку запасов газа и конденсата со степенью достоверности, *достаточной для* передачи их в разработку или опытно-промышленную эксплуатацию, в соответствии с действующими положениями, на момент производства разведочных работ и получить другие исходные данные, необходимые для проектирования опытно-промышленной эксплуатации и *разработки* месторождений при наиболее оптимальных экономических показателях.

§ 11. Подсчет запасов газа и конденсата газовых и газоконденсатных месторождений производится объемным методом или по падению давления по данным опытно-промышленной эксплуатации.

§ 12. Степень разведанности газовых и газоконденсатных месторождений, подлежащих промышленному освоению и опытно-промышленной эксплуатации, должна удовлетворять необходимому соотношению категорий запасов газа и конденсата, предусмотренному действующими инструкциями и положениями на момент подсчета запасов.

§ 13. При разведке газовых и газоконденсатных месторождений (залежей) и подготовке их к разработке должно быть обеспечено получение следующих данных:

а) доказано наличие или отсутствие нефтяной оторочки промышленного значения;

б) проведены полноценные опробования и исследования по нескольким скважинам с целью получения основных параметров залежи;

в) определены основные параметры коллекторов, достаточно полно характеризующие продуктивные горизонты как по разрезу, так и по площади;

г) определено положение контактов газовых и газонефтяных залежей;

д) определены характерные структурные и геометрические особенности строения залежи.

§ 14 При разведке газовых и газоконденсатных месторождений необходимым условием является максимальное сокращение сроков разведки, получение необходимых показателей для подготовки месторождений к опытно-промышленной эксплуатации и последующей передачи их в разработку, что должно обеспечиваться:

а) совмещением этапов разведки и проектирования разработки; это достигается тем, что после получения промышленных притоков газа в поисковых скважинах заложение разведочных скважин производится по проекту разведки или доразведки с учетом вероятного расположения будущих эксплуатационных скважин;

б) выбором конструкции скважин, отвечающей требованиям их эксплуатации;

в) выделением этапов разведки многопластовых месторождений с учетом их разработки;

г) определением газо-водяного контакта расчетным путем;

д) осуществлением бурения скважин для доказательства отсутствия нефтяных оторочек промышленного значения,

е) применением наиболее рациональных комплексов промысловых и геолого-геофизических исследований скважин, обеспечивающих получение необходимых параметров для проектирования опытно-промышленной эксплуатации и разработки газовых и газоконденсатных месторождений.

ГЛАВА 3

ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИНАХ, НЕОБХОДИМЫЕ ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ И РАЗРАБОТКИ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

§ 15 По разведочным скважинам производится:

а) изучение литолого-стратиграфического разреза по керну, шламу, образцам, отобранным боковым грунтоно-

сом, и комплексом геолого-геофизических исследований;

б) выявление в разрезе продуктивных горизонтов;

в) определение основных характеристик продуктивных горизонтов: мощности, физических свойств коллекторов — пористости, проницаемости, связанной воды, нефти и др. — по промыслово-геофизическим, лабораторным и гидродинамическим исследованиям;

г) изучение покрышек;

д) определение начального положения газо-водяного и газо-нефтяного (в нефтегазовых залежах) контактов;

е) определение продуктивности скважин.

§ 16. С целью изучения данных для подсчетов запасов газа и проектирования разработки месторождения необходим в намеченных проектом разведки скважинах сплошной или выборочный отбор керна из продуктивных горизонтов с таким расчетом, чтобы практически выносимым керном была обеспечена достаточно полная характеристика физических свойств продуктивных пластов и вмещающих их отложений.

§ 17. Во всех разведочных скважинах проводится полный комплекс промысловых геофизических исследований, включая определение кривизны и азимута ствола скважин.

Проходка без каротажа, замера кривизны и азимута не должна превышать 200 *м*.

§ 18. Объем и виды геолого-промысловых исследований при бурении разведочных скважин устанавливаются геолого-техническим нарядом, утвержденным в соответствии с проектами разведки и опытно-промышленной эксплуатации месторождения.

§ 19. Во всех случаях после цементажа колонны обязательно определять высоту подъема цемента за колонной, а также качество цементажа цементомером или другими методами.

§ 20. На каждой разведочной площади необходимо определить геотермический градиент в специально подготовленных для этого скважинах.

§ 21. В случае получения притока воды вместе с газом необходимо определить место притока специальными исследованиями при помощи электротермометра, резистивиметра или другими методами.

§ 22. На скважинах, давших газ, проводится:

а) замер статического давления на устье (образцовыми манометрами) и определение пластового давления (как правило, глубинными манометрами и в исключительных случаях расчетом);

б) определение дебита газа и конденсата минимум на 5—7 режимах работы скважины;

в) замер динамического давления на устье (образцовыми манометрами) и определение забойного давления (глубинными манометрами или расчетом) при различных режимах работы скважины;

г) снятие кривых стабилизации давления и кривой нарастания давления;

д) замер температуры на забое и по стволу скважины при различных дебитах газа;

е) определение количества и состава выносимой воды и твердых примесей при различных дебитах газа;

ж) отбор проб газа и конденсата для определения их химического состава, изучения условий выпадения конденсата, а также определения наличия коррозионных компонентов (сероводорода, углекислоты — в газе, органических кислот — в жидкой фазе);

з) при необходимости работы по увеличению дебита скважины (интенсификация).

§ 23. На скважинах, давших воду (законтурных и внутриконтурных), производится:

а) откачка воды до постоянства химического состава;

б) замеры пластового давления (глубинными манометрами), статического уровня, снятие индикаторной кривой и кривых восстановления давления;

в) отбор глубинных проб воды для химического анализа и определения количества и состава растворенного газа.

§ 24. На скважинах с признаками нефти или давших нефть проводится комплекс исследований, предусмотренный правилами разработки нефтяных месторождений.

§ 25. Планы и сроки проведения исследований (опытная эксплуатация) по разведочным скважинам согласовывается с территориальными органами госгортехнадзора.

ГЛАВА 4

ОСВОЕНИЕ И ИССЛЕДОВАНИЕ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН

§ 26. В процессе проведения разведочного бурения должно быть обеспечено раздельное опробование всех выявленных и перспективных пластов (горизонтов).

§ 27. Освоение газовых скважин разрешается производить только при установке фонтанной арматуры соответствующего давления и обвязке выкидных манифольдов скважин, позволяющих производить необходимый отбор проб, замеры давления и температуры. Фонтанная арматура и система манифольдов должны быть закреплены и опрессованы на полуторакратное ожидаемое устьевое давление.

§ 28. В условиях, когда продуктивные пласты представлены слабосцементированными породами или скважины приурочены к приконтактным зонам, процесс освоения скважин должен производиться особенно осторожно, без резкого снижения давления на пласт.

§ 29. Чтобы свести к минимуму опасность разрушения призабойной зоны в рыхлых коллекторах или подтягивания флюидов из смежных зон пласта в трещиноватых коллекторах, следует освоение скважин проводить в два этапа:

I этап — освоение скважин при малых депрессиях;

II этап — освоение скважин более интенсивное (при больших депрессиях).

§ 30. В процессе исследования скважин необходимо:

а) отобрать пробы газа и конденсата для лабораторного изучения состава пластового газа, содержания конденсата в газе, условий выпадения конденсата в пласте, возможных потерь его и др.;

б) при наличии конденсата в газе изучить выпадение конденсата в сепараторах при различных давлениях и температурах;

в) определить изменение температуры газа в стволе скважины и в сепараторах при различных дебитах скважин;

г) изучить условия выделения конденсационной воды и гидратообразования в стволе скважины и призабойной зоне;

д) изучить возможность перетоков газа в другие пласты, а также наличие межколонных пропусков газа;

е) определить фактически работающие интервалы вскрытой мощности пласта и распределение дебитов по отдельным пропласткам;

ж) выяснить условия разрушения призабойной зоны пласта;

з) изучить эффективность применения методов интенсификации притока в скважину и выяснить наилучшие условия вскрытия пласта;

и) изучить коррозионную агрессивность газожидкостного потока, скорость и характер коррозии для выбора метода борьбы с нею;

к) установить оптимальные дебиты и условия эксплуатации скважин и разработки залежей (месторождений).

§ 31. На устье исследуемых скважин, на шлейфе, сепараторе и в отводящем газопроводе должны быть установлены образцовые манометры на соответствующее давление и врезаны карманы под термометры.

§ 32. Изучение интенсивности выноса породы и жидкости производится путем измерения их количества в пескоуловителях или сепараторах. Эти данные должны регистрироваться на каждом режиме работы скважины. Особенно тщательно следует измерять количество выпавшего песка в первые дни эксплуатации.

§ 33. Необходимо периодически замерять забой скважины, следить за его состоянием.

§ 34. Для более достоверного определения количества выносимого песка, стабильности дебита и др. в отдельных случаях проводятся специальные (длительные) испытания скважин.

§ 35. При исследованиях скважин на конденсатность необходимо иметь передвижную или промысловую сепарационную установку, которой можно измерять количество жидкости и отбирать пробы газа и конденсата.

§ 36. Исследования на газоконденсатность проводятся в обязательном порядке в первых продуктивных разведочных скважинах, а затем периодически уточняются в процессе опытно-промышленной эксплуатации и разработки, и должны включать следующие определения:

а) количество выделяющегося в сепараторах конден-

сата (сырого и стабильного) в $см^3/м^3$ газа при различных давлениях и температурах и его состав;

б) количество пропана, бутанов и жидких углеводородов (C_5+высш.), остающихся в растворенном состоянии в газе, выходящем из сепаратора, в зависимости от температуры и давления в сепараторе;

в) изотермы конденсации для пластового газа;

г) давление максимальной конденсации;

д) состав пластового газа и потенциальное содержание в нем жидких углеводородов (C_5+высш.);

е) фазовое состояние газоконденсатной системы в пласте;

ж) давление начала конденсации в пласте;

з) количество выделяющегося конденсата при движении газа от забоя к устью;

и) количество жидкой фазы, выделяющейся из отсепарированного газа при температурах и давлениях газопровода.

§ 37. В ходе опытно-промышленной эксплуатации для оценки распределения химического состава природного газа отбирать пробы следует из нескольких скважин, расположенных в своде и на крыльях изучаемой залежи.

§ 38. При анализе свободных и растворенных газов должно быть определено содержание: метана и его гомологов до C_6 включительно, водорода, азота, гелия, аргона, а также углекислого газа и сероводорода. Необходимо в обязательном порядке определять раздельно содержание углеводородов нормального и изомерного строения.

§ 39. Содержание сероводорода и CO_2 в природном газе определяется непосредственно на скважине с точностью соответственно до 0,0001 и 0,01% по объему

ГЛАВА 5

ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

§ 40. В процессе разведки следует изучить водоносные горизонты, с которыми связаны или могут быть связаны газовые и газоконденсатные залежи, и определить гидрогеологические параметры.

§ 41. К наиболее важным гидрогеологическим параметрам продуктивных горизонтов, которые необходимо

определять в процессе гидрогеологических исследований, относятся:

а) статические уровни подземных вод, закономерности их изменения по площади;

б) индикаторные характеристики по отдельным скважинам;

в) гидрохимические показатели — растворенные ионосолевые комплексы, их взаимосвязь со скоплениями углеводородов, с литолого-фациальными особенностями водовмещающих пород и гидродинамикой;

г) газонасыщенность и газовый состав подземных вод;

д) температурная характеристика.

§ 42. Подготовку скважин, проведение и интерпретацию соответствующих исследований для определения указанных параметров осуществляют по методике гидрогеологических исследований, разработанной ВНИИГазом.

§ 43. Основными объектами гидрогеологических исследований являются водоносные интервалы продуктивных скважин, законтурные скважины, давшие при испытании воду, а также скважины, обводненные в процессе эксплуатации залежей (если не проводилась закачка воды в пласт). Для получения данных по гидрогеохимии и статическим уровням следует испытать водоносные горизонты, смежные с продуктивными.

§ 44. Все разведочные скважины, в которых последним испытан водоносный интервал, должны оборудоваться специальными головками, чтобы можно было провести в них дополнительные гидрогеологические исследования. Скважины не должны ликвидироваться.

ГЛАВА 6

ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (ЗАЛЕЖЕЙ)

§ 45. На газовых и газоконденсатных месторождениях, расположенных в районах действующих газопроводов, проводится опытно-промышленная эксплуатация для ускорения разведки и освоения месторождений, подсчета запасов газа, конденсата и других компонентов и получения необходимых исходных данных для составле-

ния проекта разработки и проекта обустройства промысла.

§ 46. До проведения опытно-промышленной эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений должно быть пробурено минимальное число разведочных скважин, обеспечивающих получение исходных данных, необходимых для составления проекта опытно-промышленной эксплуатации. По этим скважинам должен быть:

а) проведен полный комплекс геолого-промысловых и геофизических работ по разведочным скважинам и получены основные физико-литологические характеристики продуктивных горизонтов;

б) выполнен полный комплекс исследовательских работ по испытанию разведочных скважин, согласно инструкции по исследованию газовых скважин;

в) изучен компонентный состав газа и конденсата;

г) определена газоконденсатная характеристика продуктивных горизонтов;

д) установлено отсутствие промышленной нефтяной оторочки;

е) произведена оперативная оценка запасов газа, конденсата и других компонентов.

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

а) установлено отсутствие нефтяной оторочки промышленного значения;

б) обоснована целесообразность разработки газоконденсатного месторождения (залежи) на истощение без поддержания пластового давления;

в) составлен и утвержден проект опытно-промышленной эксплуатации;

г) оформлен земельный отвод и получено разрешение от территориальных органов госгортехнадзора на производство работ в соответствии с действующими положениями и инструкциями;

д) составлен и утвержден проект обустройства промысла и построены необходимые промысловые и другие сооружения, обеспечивающие использование газа, конденсата и других компонентов;

е) решен вопрос сброса сточных промысловых вод.

§ 48. Опытно-промышленная эксплуатация газовых

и газоконденсатных месторождений (залежей) является первым этапом разработки газовых и газоконденсатных месторождений.

§ 49. Проект опытно-промышленной эксплуатации составляется проектной или научно-исследовательской организацией и утверждается Министерством газовой промышленности.

Надзор за ходом выполнения проекта разработки месторождения как в опытно-промышленной стадии, так и в последующие периоды разработки осуществляется организацией, выполнившей проект.

§ 50. Срок опытно-промышленной эксплуатации определяется проектом и действующими положениями и инструкциями на момент составления проекта.

§ 51. Опытно-промышленная эксплуатация месторождений осуществляется разведочными и эксплуатационными скважинами. Местоположение последних необходимо выбирать с учетом будущей сетки разработки.

§ 52. Планы опытно-промышленной эксплуатации по скважинам составляются на основании проекта опытно-промышленной эксплуатации и утверждаются руководством объединения (управления) и копии их представляются территориальным органам госгортехнадзора.

§ 53. В проекте опытно-промышленной эксплуатации должны быть учтены все необходимые мероприятия, обеспечивающие охрану недр.

§ 54. Проект опытно-промышленной эксплуатации должен состоять из трех разделов:

I раздел — исходные геолого-промысловые данные;

II раздел — обоснование системы разработки, объемов добываемого газа в период опытно-промышленной эксплуатации, рациональное использование газа и конденсата, регулирование процесса эксплуатации;

III раздел — программа и объем исследовательских работ, включающих контроль за процессом опытно-промышленной эксплуатации.

§ 55. I раздел проекта опытно-промышленной эксплуатации должен включать:

а) краткие сведения о геологической изученности и разведке месторождения, с указанием числа пробуренных разведочных скважин и их характеристики;

б) краткую стратиграфию с указанием продуктивных горизонтов;

в) результаты опробования и исследования разведочных скважин;

г) сведения о тектонике месторождения;

д) краткую физико-литологическую характеристику продуктивных горизонтов;

е) данные по полному составу газа и конденсата с обязательным указанием содержания гелия, сероводорода, углекислоты и конденсата;

ж) обоснование положения контакта газ — вода по залежам;

з) оперативный подсчет запасов газа, конденсата и других компонентов;

и) гидрогеологическую характеристику и возможный режим залежей;

к) обоснование исходных параметров для проектирования опытно-промышленной эксплуатации (пористость, проницаемость, запасы газа, конденсата, допустимых рабочих дебитов скважин и др.).

л) рекомендации по доразведке месторождений (залежей).

§ 56. II раздел проекта опытно-промышленной эксплуатации должен включать:

а) выбор системы разработки (эксплуатации) месторождения;

б) выбор технологического режима работы скважин;

в) расчет различных вариантов на период опытно-промышленной эксплуатации (добыча газа и конденсата по годам, число эксплуатационных скважин, рабочих устьевых давлений, дебитов, депрессий и т. д.);

г) прогнозные расчеты основных показателей разработки месторождения на более длительный период с целью учета их при проектировании обустройства промысла;

д) выбор системы расположения, порядка и последовательности бурения и ввода в эксплуатацию скважин;

е) рекомендации по выбору метода вскрытия продуктивных горизонтов и интенсификации добычи газа, конструкции и оборудования скважин;

ж) принципиальные положения по обустройству промысла, включающие сооружения по сбору, очистке, транспорту газа и конденсата к потребителям,

з) технико-экономические расчеты вариантов опытно-промышленной эксплуатации и выбор рационального варианта.

§ 57. III раздел проекта опытно-промышленной эксплуатации должен включать программу и объем исследовательских работ и методику контроля за процессом опытно-промышленной эксплуатации в соответствии с главами 4 и 15 настоящих Правил.

§ 58. К проекту опытно-промышленной эксплуатации должны быть приложены следующие графические материалы:

а) обзорная карта района с нанесенными газовыми и газоконденсатными месторождениями и газопроводами;

б) структурные карты по всем продуктивным горизонтам с нанесением пробуренных разведочных скважин;

в) геолого-геофизический разрез месторождения;

г) продольные и поперечные профили по продуктивным горизонтам с нанесением каротажа по скважинам;

д) структурные карты с нанесением проектных эксплуатационных скважин и разведочных скважин, используемых в качестве эксплуатационных, по вариантам;

е) основные показатели опытно-промышленной эксплуатации по вариантам.

§ 59. Проект опытно-промышленной эксплуатации является основанием для составления проекта обустройства промысла на период опытно-промышленной эксплуатации.

ГЛАВА 7

ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ ГАЗА И КОНДЕНСАТА

§ 60. Подсчет запасов газа и конденсата газовых и газоконденсатных месторождений (залежей), как правило, проводится в три этапа:

1) оперативный подсчет запасов газа и конденсата на основании данных первых поисковых и разведочных скважин; эти запасы являются основанием для составления проекта опытно-промышленной эксплуатации;

2) подсчет запасов газа и конденсата по данным разведочного бурения или разведочного бурения и опытно-

промышленной эксплуатации с утверждением их в ГКЗ СССР; эти запасы (после утверждения их в ГКЗ СССР) служат основанием для составления проекта разработки и ввода месторождений (залежей) в промышленную разработку; соотношение категорий запасов должно удовлетворять действующим положениям и инструкциям;

3) подсчет и уточнение запасов газа и конденсата в процессе разработки месторождения (залежи) с учетом данных эксплуатационного бурения и в отдельных случаях дополнительно пробуренных разведочных скважин с целью перевода запасов в более высокие категории.

§ 61. Объем геологоразведочных работ, промысловых и лабораторных исследований, необходимых для обоснования категорий запасов, порядок представления, содержания и оформления материалов по подсчету запасов газа, конденсата и сопутствующих компонентов определяются по инструкциям, действующим на момент подсчета запасов.

§ 62. Материалы по подсчету запасов газа и конденсата должны содержать все исходные данные, необходимые для проверки подсчета.

§ 63. Для газоконденсатных месторождений подсчитываются также запасы стабильного конденсата (пентанов плюс высшие), содержащегося в пластовом газе. Исходными данными для подсчета балансовых запасов стабильного конденсата являются балансовые запасы газа и содержание в нем углеводородов C_5+высшие.

§ 64. Коэффициент извлечения стабильного конденсата определяют научно-исследовательские институты.

ГЛАВА 8

ВВОД ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В ПРОМЫШЛЕННУЮ РАЗРАБОТКУ. ПЕРЕДАЧА СКВАЖИН В ЭКСПЛУАТАЦИЮ

§ 65. Ввод газовых и газоконденсатных месторождений (залежей) в промышленную разработку допускается, если:

а) закончен комплекс геологоразведочных работ, определенный проектом разведки;

б) изучен комплексный состав подлежащего извлечению сырья, определено содержание и количество его;

в) установлено отсутствие в газовых пластах залежей нефти, которые по запасам и экономическому значению требовали бы предварительной разработки нефтяной части и временной консервации газовой части залежи;

г) проведены исследования разведочных скважин;

д) составлен отчет о результатах разведочного бурения;

е) утверждены запасы в ГКЗ;

ж) составлен и утвержден проект промышленной разработки месторождения (залежи);

з) оформлены горный и земельный отводы;

и) составлен проект обустройства, предусматривающий строительство добывающего предприятия;

к) закончено строительство в соответствии с проектом необходимых сооружений, обеспечивающих полное использование газа, конденсата и других попутных компонентов, получаемых из скважин;

л) проведены изыскания и определены места сброса сточных загрязненных вод.

§ 66. Запрещается вводить в разработку газовые или газоконденсатные месторождения (залежи), если не обеспечивается с начала эксплуатации скважин использование конденсата и других попутных компонентов.

§ 67. Оформление ввода в разработку газовых и газоконденсатных месторождений осуществляется в соответствии с «Положением о порядке начала и прекращения разведочного бурения на нефть или газ на новых площадях и ввода нефтяных и газовых месторождений в промышленную разработку»

§ 68. Для получения горного отвода газодобывающее предприятие (объединение, ГПУ, ПНУ) должно представить в территориальные органы госгортехнадзора заявку за подписью управляющего газодобывающим предприятием или начальника объединения. К заявке прилагаются документы согласно инструкции Госгортехнадзора СССР.

В объяснительной записке, прилагаемой к заявке на получение горного отвода, указывается:

а) наименование и адрес газопромыслового управления или газодобывающего треста (объединения);

б) наименование проектируемой производственной единицы, ее производственная мощность и срок действия;

в) наименование месторождения;

г) местоположение горного отвода и его площадь;

д) геологическая характеристика горного отвода, продуктивные горизонты, типы и размеры залежей газа, промышленная характеристика полезного ископаемого;

е) состояние запасов газа, конденсата и нефти в пределах намеченного отвода по горизонтам;

ж) обоснование необходимости отвода и границ испрашиваемого отвода;

з) указание, в чьем ведении находится земельный участок по проектируемому отводу;

и) сведения о горных отводах смежных предприятий;

к) сведения о других полезных ископаемых, имеющих промышленное значение и заключенных в недрах горного отвода;

л) соображения о комплексной добыче наличных полезных ископаемых.

§ 69. Ввод в разработку газовой или газоконденсатной залежи при наличии нефтяной оторочки рассматривается с учетом конкретных условий данного месторождения и утверждается Министерством газовой промышленности по согласованию с Министерством нефтяной промышленности и Госгортехнадзором СССР.

§ 70. Для передачи месторождения в разработку создается комиссия из представителей передающей и принимающей сторон, а также представителя территориального органа госгортехнадзора, которая оформляет актом передачу и приемку материалов по разведанному месторождению.

§ 71. Передача газовых и газоконденсатных скважин в эксплуатацию осуществляется комиссией в составе представителей передающей, принимающей сторон и госгортехнадзора.

§ 72. Передача разведочной скважины в эксплуатацию оформляется соответствующим актом, в котором должны быть отражены следующие данные:

а) сведения о датах начала и окончания бурения скважины, местоположение и условные координаты

скважины, альтитуда устья (колонного фланца под фонтанную арматуру с указанием на превышение стола ротора, от которого проводились измерения глубин в процессе бурения); конструкция скважины с указанием марки и толщины стенок обсадных труб, глубина спуска и диаметр обсадных и фонтанных труб, оборудование забоя, характер вскрытия, высоты и состояние цементного кольца;

б) полный химический анализ пластового и устьевого газа, фракционный, групповой и химический состав конденсата, а если имеется нефтяная оторочка, то и нефти;

в) коллекторские свойства газоносных горизонтов, определенные по лабораторным (по керну), промысловым и геофизическим данным;

г) плотность и химический состав законтурных вод продуктивных горизонтов;

д) описание всех проведенных исследовательских работ с приложением полученных фактических данных;

е) результаты обработки данных исследований;

ж) в случае выноса из скважины воды и песка указывается режим работы скважины;

з) акт о герметичности эксплуатационной колонны и состоянии межтрубных пространств.

§ 73. К акту о передаче разведочной скважины в эксплуатацию придается паспорт скважины, геофизические материалы и результаты анализов кернового материала, газа, конденсата (нефти) и воды, а также дело скважины.

§ 74. Эксплуатационная газовая скважина передается из бурения в эксплуатацию после ее освоения и отработки на факел в течение до 72 час при условии герметичности колонн и устьевого оборудования. При необходимости срок отработки скважины на факел может быть увеличен по согласованию с территориальными органами госгортехнадзора. При наличии межколонного давления, как исключение, скважина может быть введена в эксплуатацию при положительном заключении территориальных органов госгортехнадзора.

§ 75. Перед передачей скважины в эксплуатацию исполнитель работ обязан:

а) установить фонтанную арматуру, а также спустить в скважину фонтанные трубы;

б) убрать буровую вышку, привышечные сооружения и буровое оборудование, выровнять площадку вокруг скважины, засыпать ямы и траншеи и выполнить другие работы, предусмотренные правилами техники безопасности и противопожарной безопасности.

До выполнения указанных выше работ ввод скважин в эксплуатацию запрещается.

§ 76. Фактическая глубина пробуренной скважины должна определяться по окончании бурения, до спуска обсадной колонны, путем измерения длины бурильных труб стальной рулеткой, выполняемого буровым мастером с представителем геологической службы, с составлением акта на контрольный замер. Глубина скважины проверяется по данным каротажа; глубина искусственного забоя определяется перед освоением скважины.

РАЗДЕЛ II

РАЗРАБОТКА ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

ГЛАВА 9

ПОРЯДОК СОСТАВЛЕНИЯ, УТВЕРЖДЕНИЯ И КОРРЕКТИРОВКИ ПРОЕКТОВ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

§ 77. Под разработкой газового или газоконденсатного месторождения понимается комплекс мероприятий и технологических процессов, направленных на извлечение газа, конденсата и других компонентов из недр для использования их в народном хозяйстве при оптимальных экономических показателях.

§ 78. Разработка газовых и газоконденсатных месторождений должна осуществляться в соответствии с утвержденными проектами разработки и обустройства промысла.

§ 79. Проект разработки месторождения (залежи) составляется на основании задания, утвержденного соответствующим министерством.

§ 80. Проекты разработки и обустройства промыслов могут составляться в целом по месторождению или по отдельным залежам и эксплуатационным объектам

§ 81. Проекты разработки месторождения (залежи) составляются на основе утвержденного ГКЗ СССР подсчета запасов газа и конденсата, изучения данных проводки скважин, изучения кернов, материалов промысловой геологии и геофизики, гидрогеологических, газодинамических и промысловых исследований и других данных, полученных в процессе разведки и опытно-промышленной эксплуатации месторождений (залежей).

§ 82. Основные положения проекта разработки должны быть обоснованы соответствующими газодинамическими и технико-экономическими расчетами.

§ 83. Проекты разработки газовых, газоконденсатных месторождений (залежей) составляются на весь срок разработки месторождения (залежи) на основании:

а) утвержденных ГКЗ СССР запасов газа, конденсата и гелия;

б) результатов разведки и опытно-промышленной эксплуатации месторождений (залежей);

в) данных о направлении и объемах потребления газа, конденсата, гелия и других полезных компонентов.

§ 84. Проекты разработки газовых и газоконденсатных месторождений (залежей) составляются отраслевыми научно-исследовательскими и проектными институтами, ЦПИИПРами и ЦНИЛами добывающих предприятий.

§ 85. Проекты разработки газовых и газоконденсатных месторождений (залежей) утверждаются Министерством.

§ 86. Проекты разработки после их утверждения в установленном порядке являются документами, на основании и в соответствии с которыми осуществляется разработка месторождений (залежей).

§ 87. Дополнения и частичные изменения, улучшающие условия разработки месторождения (залежи), но принципиально не изменяющие основных положений утвержденного проекта разработки, допускаются при условии согласования (и соответствующего оформления) с проектирующей организацией.

§ 88. При необходимости внесения коренных изменений в утвержденный проект разработки последний заново пересоставляется (уточненный проект разработки) и утверждается в установленном порядке.

§ 89. В проекте разработки должны быть учтены все необходимые мероприятия, обеспечивающие максимально возможное извлечение газа, конденсата и сопутствующих компонентов, а также охрану недр.

§ 90. Организация, составляющая проект разработки месторождения (залежи), должна осуществлять систематический авторский надзор за выполнением проекта и ежегодно проводить анализ разработки с представлением рекомендаций министерству.

ГЛАВА 10

ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ (СОДЕРЖАНИЕ) ПРОЕКТА РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

§ 91. В проекте разработки газовых и газоконденсатных месторождений (залежей) приводится комплексное решение основных технологических и технико-экономических вопросов, связанных с максимальным извлечением и использованием газа, конденсата и других компонентов из недр.

§ 92. Проект разработки должен состоять из следующих разделов:

I раздел — исходные геолого-промысловые данные;

II раздел — обоснование системы разработки, объемов извлечения и рационального использования газа, конденсата и сопутствующих компонентов, регулирования процесса эксплуатации и разработки месторождения в целом;

III раздел — программа и объем исследовательских работ, включающих контроль за разработкой.

§ 93. I раздел проекта разработки охватывает следующие вопросы:

а) краткие сведения о геологической изученности и разведке месторождения, с указанием количества пробуренных скважин и их технической характеристики;

б) краткая стратиграфия с указанием продуктивных горизонтов;

в) тектоника месторождения;

г) краткая физико-литологическая характеристика продуктивных горизонтов;

д) результаты опробования и исследования скважин;

е) результаты опытно-промышленной эксплуатации;

ж) данные по составу газа и конденсата с указанием содержания гелия и конденсата;

з) обоснование контура газоносности и данные о запасах газа и конденсата с выделением запасов газа залежей (объектов), рекомендуемых к вводу в разработку;

и) обоснование исходных параметров пласта и скважин;

к) гидрогеологическая характеристика и режим залежей;

л) рекомендации по доразведке месторождений (залежей).

§ 94. II раздел проекта разработки охватывает следующие вопросы:

а) обоснование и выбор системы разработки месторождения (залежи);

б) расчет добычи и использования газа, конденсата и сопутствующих компонентов по годам и периодам при различных вариантах разработки и условиях эксплуатации скважин;

в) расчет отдачи газа и конденсата при различных условиях разработки и эксплуатации скважин;

г) выбор технологического режима работы скважин;

д) определение необходимого числа эксплуатационных, резервных, наблюдательных, пьезометрических, нагнетательных скважин, а также срока разбуривания месторождения (залежи, объекта).

Число скважин, добыча газа и конденсата по годам разработки должны рассчитываться по каждому эксплуатационному объекту и месторождению в целом;

е) выбор системы расположения, порядка и последовательности бурения и ввода в действие эксплуатационного фонда скважин (эксплуатационных, резервных, наблюдательных и пьезометрических);

ж) выбор метода вскрытия продуктивных горизонтов и интенсификации добычи газа, конденсата, конструкции и оборудования эксплуатационных, наблюдательных и пьезометрических скважин;

з) расчет изменения пластового, забойного и устьевого давления, дебита газа и конденсата, а также сроки ввода в действие и местоположение необходимых промысловых сооружений, обеспечивающих сбор, очистку и транспорт газа, конденсата и сопутствующих компонентов к потребителям;

и) температурный режим работы скважин, газосборных сетей и наземных сооружений;

к) принципиальные положения по обустройству промысла;

л) технико-экономические расчеты и выбор рекомендуемого варианта разработки.

§ 95. III раздел проекта разработки содержит программу и объем исследовательских работ в процессе разбуривания и разработки месторождения.

§ 96. К проекту разработки прилагаются следующие графические материалы:

а) обзорная карта района с нанесенными газовыми и газоконденсатными месторождениями и газопроводами;

б) структурные карты по всем продуктивным горизонтам с нанесением пробуренных разведочных, эксплуатационных скважин;

в) геолого-геофизический разрез месторождения;

г) продольный и поперечный профили по продуктивным горизонтам с нанесением каротажа по скважинам;

д) карты разработки по вариантам;

е) принципиальная схема газосборных сетей с местоположением наземных сооружений (групповых установок, холодильных машин, компрессорных станций, установок по осушке и очистке газа);

ж) принципиальная схема обработки газа и конденсата.

§ 97. Проект разработки является основанием для составления проекта обустройства, который предусматривает сооружение объектов по сбору, очистке, транспорту и использованию газа, конденсата и попутных компонентов.

§ 98. При разработке газоконденсатного месторождения с поддержанием пластового давления, в проекте разработки должны быть решены и такие вопросы, как определение количества и системы расположения эксплуатационных и нагнетательных скважин, а также объемов закачки в пласт рабочего агента, продолжительности периода поддержания пластового давления и общего срока разработки месторождения, количества извлекаемого конденсата и других технологических и технико-экономических показателей.

ГЛАВА 11

ВЫДЕЛЕНИЕ ОБЪЕКТОВ ДЛЯ СОВМЕСТНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕСКОЛЬКИХ ПЛАСТОВ НА ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

§ 99. Разработка многопластовых газовых и газоконденсатных месторождений может осуществляться:

а) раздельной эксплуатацией каждого пласта самостоятельной сеткой скважин;

б) одновременной и совместной эксплуатацией нескольких пластов в одной скважине;

в) одновременной и раздельной эксплуатацией нескольких пластов (объектов) в одной скважине с применением разобщителей между пластами.

§ 100. При организации эксплуатации многопластовых месторождений необходимо учитывать весь комплекс геолого-технических показателей, а также технические и экономические условия отбора газа, конденсата и сопутствующих компонентов из отдельных пластов.

§ 101. При проектировании разработки многопластового месторождения выбираются эксплуатационные объекты для совместной эксплуатации пластов в каждом из них. При этом желательно, чтобы число эксплуатационных объектов было минимальным, но не вызывало бы ухудшения условий эксплуатации месторождения в целом или отдельных пластов.

§ 102. При объединении пластов для совместной эксплуатации должен быть решен и вопрос контроля за разработкой отдельных пластов: наблюдение за изменением пластовых и забойных давлений, перетоком газа из одного пласта в другой, за выносом песка, продвижением воды и т. д.

С этой целью следует учитывать необходимость бурения наблюдательных скважин на отдельные пласты (или ввода из числа разведочных) для проведения замеров давления и других исследований.

ГЛАВА 12

ВЫБОР МЕТОДА РАЗРАБОТКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

§ 103. При разработке газоконденсатных месторождений (залежей) осуществляют два основных метода, при-

меняемых в зависимости от содержания тяжелых углеводородов (C_5H_{12}+высш.), величины запасов газа и конденсата, особенностей геологического строения и условий эксплуатации залежи:

а) метод разработки на истощение, т. е. без поддержания пластового давления;

б) метод разработки с поддержанием пластового давления.

§ 104. Выбор метода разработки газоконденсатного месторождения должен определяться в каждом случае на основе гидродинамических, термодинамических и технико-экономических расчетов.

§ 105. Проведению технико-экономических расчетов, связанных с выбором метода разработки газоконденсатных месторождений, должно предшествовать определение таких основных исходных технологических параметров, как:

а) величина начальных запасов газа, стабильного конденсата (C_5H_{12}+высш.) и сжиженных газов;

б) изменение содержания стабильного конденсата по периодам и годам разработки в зависимости от метода эксплуатации месторождения;

в) суммарные потери стабильного конденсата к концу разработки месторождения при том или ином методе эксплуатации месторождения;

г) возможная добыча газа и конденсата по периодам и годам разработки в зависимости от метода эксплуатации месторождения;

д) дебиты скважин (газ и конденсат) по периодам и годам разработки, а также количество эксплуатационных, нагнетательных (газовых) и пьезометрических скважин, необходимых для осуществления того или иного метода эксплуатации месторождения;

е) приемистость нагнетательных скважин и количество закачиваемого газа, необходимое для осуществления процесса;

ж) изменение физико-химического состава и товарной характеристики извлекаемого из пласта конденсата по периодам и годам разработки месторождения.

§ 106. При любом методе разработки газоконденсатного месторождения система сбора, сепарации и обработки газа должна обеспечивать возможность наиболее

полного улавливания конденсата и других компонентов из добываемого газа при наиболее рентабельных экономических показателях.

ГЛАВА 13

ОСНОВНЫЕ ЭТАПЫ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

§ 107. Разработка газовых месторождений характеризуется тремя последовательно сменяющимися периодами эксплуатации: нарастающей, постоянной и снижающейся добычей газа.

§ 108. Период нарастающей добычи газа является начальным периодом промышленной разработки месторождения.

§ 109. Темпы роста годового отбора и продолжительность периода нарастающей добычи газа устанавливаются по каждому конкретному месторождению в зависимости от объемов промыслового строительства, капитальных вложений, необходимых для достижения планируемого постоянного годового отбора газа, а также характеристики основных потребителей газа и условий транспорта газа к ним.

§ 110. Период постоянной добычи характеризуется стабильным годовым отбором газа при некоторых колебаниях отборов, обусловленных суточными или сезонными колебаниями потребления газа.

По крупным и уникальным месторождениям необходимо стремиться к тому, чтобы период постоянной добычи газа по сравнению с периодами нарастающей и снижающейся добычи газа был по возможности более продолжительным.

§ 111. Период падающей добычи газа характеризуется снижающимися годовыми отборами газа. Продолжительность этого периода и минимальный дебит скважин определяются пределом рентабельности.

§ 112. При добыче конденсата из газоконденсатных месторождений, разработка которых проектом предусмотрена без поддержания пластового давления, для любого периода разработки устанавливается зависимость годового отбора конденсата и газа, а также экономически обосновывается коэффициент извлечения газа

и конденсата при достигнутом уровне техники и технологии в данный период.

§ 113. Разработка газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления осуществляется в целях извлечения в первую очередь газоконденсата. Продолжительность этого периода определяется полнотой отбора утвержденных к извлечению из залежей запасов конденсата. Дальнейшая разработка месторождения осуществляется как чисто газового.

ГЛАВА 14

НАЧАЛЬНЫЕ И ТЕКУЩИЕ ДЕБИТЫ, НЕОБХОДИМОЕ ЧИСЛО И РАЗМЕЩЕНИЕ СКВАЖИН ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ТРЕБУЕМОГО ОТБОРА ГАЗА

§ 114. Начальные рабочие дебиты проектных эксплуатационных скважин в соответствии с выбранной системой размещения скважин устанавливаются на основе изучения данных промысловых исследований и результатов опытно-промышленной эксплуатации существующих разведочных и эксплуатационных скважин.

§ 115. Максимально допустимый начальный рабочий дебит скважин устанавливается после проведения всех работ по интенсификации притока газа (в том числе включая очищение призабойной зоны) в зависимости от следующих основных факторов:

а) условий устойчивости коллекторов, исключающих или обусловливающих вынос песка, количество которого в потоке газа нормально работающей скважины должно быть таково, чтобы оно не приводило к разрушению призабойной зоны пласта, образованию пробок и к разъеданию подземного и наземного оборудования;

б) подтягивания конусов и языков обводнения к забою скважины;

в) возможностей конструкции и технического состояния скважин и системы газосбора, необходимости поддержания рабочего давления на устье скважин, обеспечивающего наиболее экономичные условия работы промысловых сооружений и транспорт газа и конденсата.

§ 116. Изменение рабочих дебитов существующих и проектных эксплуатационных скважин во времени в пределах годового отбора, предусмотренного проектом разработки, определяется согласно принятому технологиче-

скому режиму с учетом изменения пластового давления во времени, а также изменения условий эксплуатации месторождения.

§ 117. Общее число эксплуатационных скважин по годам определяется в зависимости от установленных проектом разработки годовых отборов газа по месторождению (объекту, залежи) в целом с учетом максимального суточного отбора, обеспечивающего покрытие сезонной неравномерности подачи газа в течение года.

§ 118. Число резервных эксплуатационных скважин газовых и газоконденсатных месторождений определяется проектом разработки в зависимости от общего числа действующих эксплуатационных скважин, а также геологических особенностей месторождения (залежи) и условий его эксплуатации.

§ 119. Число наблюдательных и пьезометрических скважин определяется в зависимости от общего числа эксплуатационных скважин, системы их размещения, размеров и конфигурации, а также геологических особенностей и условий эксплуатации месторождения.

Число и расположение наблюдательных и пьезометрических скважин определяется проектом.

§ 120. Если по условиям газопотребления или технического состояния системы газосбора временно не может быть выдержан проектный отбор газа по промыслу или рабочий дебит по отдельным скважинам, геологической и технологической службой газопромысла (ГПУ, НПУ), может быть установлен на определенный срок другой, меньший или больший текущий отбор или дебит скважин. Однако годовой отбор газа, предусмотренный проектом, может быть изменен только после получения письменного согласия организации, составившей и утвердившей проект разработки и опытно-промышленной эксплуатации.

Соответственно этому должен быть изменен и текущий план-график добычи газа по отдельным скважинам, эксплуатационным объектам, а в отдельных случаях план и показатели добычи газа по промыслу в целом. Эти изменения должны быть утверждены вышестоящей организацией.

§ 121. При любых системах размещения скважин допускаются незначительные (до 100—200 *м*) отклонения отдельных скважин от принятой сетки разбуривания, если эти отклонения необходимы по условиям бурения

или обслуживания скважины. Отклонения свыше указанной величины должны быть согласованы с проектной организацией и утверждены вышестоящей организацией.

§ 122. Изменение числа эксплуатационных газовых скважин против проекта должно быть согласовано с организацией, составившей и утвердившей проект разработки, а также с организацией, ведущей наблюдение за процессом разработки.

ГЛАВА 15

КОНТРОЛЬ ЗА ТЕКУЩЕЙ РАЗРАБОТКОЙ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

§ 123. Система и порядок осуществления контроля за разработкой месторождения должны быть определены в проекте разработки.

Контроль за разработкой залежи (объекта) осуществляется добывающей организацией (при участии организации, ведущей проектирование разработки) путем систематического анализа хода разработки на основе регулярных замеров и наблюдений, а также комплекса исследований, проводимых на эксплуатационных, наблюдательных, пьезометрических и эксплуатационно-наблюдательных скважинах.

§ 124. Система контроля должна включать следующий минимум исследований: систематические и периодические контрольные измерения и определения пластовых 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) по скважинам в процессе эксплуатации. Все перечисленные выше исследования также проводятся при освоении скважин и перед пуском их в эксплуатацию после каких-либо остановок или периода консервации.

§ 125. Контроль за разработкой месторождения (залежи) предусматривает построение карт изобар, карт произведения эффективной мощности на пористость, определение средневзвешенных давлений на различные даты, графиков «отбор — давление», карт дебитов, карт обводнения и пр. На основании фактического материала должны определяться и периодически уточняться:

а) режим залежи,

б) начальные и текущие (остаточные) запасы газа и конденсата в залежи (и нефти в разрабатываемой оторочке);

в) распределение давления по залежи;

г) взаимодействие отдельных участков залежи;

д) интенсивность и характер продвижения воды (и нефти) на различных участках залежи.

§ 126. Важнейшей задачей геологической службы (или специальных технологических групп) добывающих организаций в части контроля за разработкой является наблюдение за продвижением воды, выносом породы и изучение распределения давления по площади отдельных залежей месторождения в процессе разработки, которое складывается из двух групп измерений:

а) измерения статических давлений, снятия кривых нарастания давления, определения зависимости «дебит — давление» по эксплуатирующимся скважинам; эти исследования связаны с необходимостью остановки эксплуатационных скважин и временным прекращением (или сокращением) отбора газа из них;

б) наблюдения и измерения за изменением уровня жидкости и давления на простанвающих эксплуатационных, а также на специальных наблюдательных, пьезометрических и эксплуатационно-наблюдательных скважинах.

К наблюдательным относятся скважины, вскрывающие горизонт в пределах газонасыщенной его части. Эти скважины в течение продолжительного времени не эксплуатируются и служат для точных замеров давления и наблюдения за продвижением контакта газ — вода (или газ — нефть и нефть — вода при наличии нефтяной оторочки).

К эксплуатационно-наблюдательным относятся эксплуатационные скважины, специально оборудованные для изучения подъема контакта газ—вода (или газ—нефть и нефть—вода при наличии нефтяной оторочки). точных замеров давления газа и т. д. Они должны периодически выключаться из эксплуатации.

По мере решения задач наблюдательные и эксплуатационно-наблюдательные скважины могут быть переведены в обычные эксплуатационные.

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

§ 127. Измерения статических давлений следует проводить периодически по всему фонду скважин с минимальным разрывом во времени. В первый период разработки такие измерения необходимо проводить не реже одного раза в квартал как с целью уточнения запасов газа по падению давления, выяснения распределения их по объему залежи, так и для оперативного контроля за распределением давления.

§ 128. Периодичность измерений пластовых давлений по скважинам устанавливается в соответствии с проектом разработки месторождения в зависимости от темпов отбора газа и обусловленного им падения пластового давления.

§ 129. Периодичность измерений давления следует выбирать с таким расчетом, чтобы за период между двумя сериями измерений падение пластового давления в среднем по месторождению превышало ошибку измерений за счет погрешности образцового манометра не менее чем в 2—3 раза.

Определив приближенно запасы газа объемным методом, можно установить интервалы измерений.

§ 130. При всяких остановках эксплуатационных скважин обязательны измерения статических давлений (или снятие кривых восстановления давления).

§ 131. После ввода месторождения в разработку на полную мощность и достижения устойчивой эксплуатации, интервалы между сериями измерений по всему месторождению можно увеличить до полугодия или до одного года.

§ 132. Для контроля за разработкой газовых месторождений необходимо оборудовать сеть наблюдательных и пьезометрических скважин, оптимальное число и расположение которых определяется проектом разработки.

На небольших месторождениях с запасами до 5 млрд. $м^3$ наблюдательные и пьезометрические скважины бурить не следует. Для этой цели должны быть использованы разведочные скважины, законтурные или приконтурные.

§ 133. Наблюдательные и пьезометрические скважины вместе с эксплуатационно-наблюдательными должны обеспечивать достаточно полный контроль за динамикой пластового давления и распределением его по площади залежей, а при большой высоте газовой залежи — по объему в процессе их разработки.

§ 134. Наблюдательные и пьезометрические скважины следует оборудовать таким образом, чтобы они одновременно решали две задачи:

а) наблюдение за изменением пластового давления (в наблюдательных скважинах) или за статическим уровнем (в пьезометрических скважинах);

б) прослеживание положения контакта газ — вода во времени методом НГК или другими.

§ 135. По наблюдательным газовым скважинам должны быть обеспечены условия для контроля за состоянием забоя и для продувки скважин, а также для исследования на приток. Для этого устье таких скважин должно быть оборудовано следующим образом:

а) устанавливается коренная задвижка и тройник с двумя задвижками и двумя буферными колпаками;

б) каждый из колпаков должен иметь отверстие под стандартный ($^1/_2$″) вентиль высокого давления.

§ 136. Для измерения положения забоя или проведения геофизических исследований к фланцу верхней задвижки крепится специальный лубрикатор.

§ 137. Подготовка пьезометрических скважин и приведение их в рабочее состояние производятся в соответствии с «Методикой гидрогеологических исследований нефтегазоносных районов».

§ 138. Периодически следует проверять состояние забоя пьезометрической скважины (для получения уверенности связи скважины с пластом).

§ 139 Следует устанавливать на устьях наблюдательных скважин регистрирующие манометры при условии, что класс точности их будет близок к классу точности образцовых манометров.

§ 140. На устьях пьезометрических скважин должны быть установлены самопишущие приборы (дистанционные пьезографы), записывающие положение уровня воды. Картограммы должны быть рассчитаны так, чтобы смена их производилась не чаще, чем раз в один полтора месяца, т. е в периоды контрольных замеров.

§ 141. В удаленных зонах в качестве наблюдательных используются разведочные скважины и только при крайней необходимости некоторые скважины могут быть пробурены специально.

В более близких зонах используются скважины из числа разведочных и будущих проектных эксплуатационных скважин, которые бурятся по графику опережающего бурения и по мере подхода фронта разбуривания становятся обычными эксплуатационными или эксплуатационно-наблюдательными.

§ 142. Наблюдательные (газовые) скважины, особенно, если они расположены в удаленных зонах, могут быть на определенном этапе разработки введены в периодическую эксплуатацию на различные сроки с целью более детального изучения характеристики продуктивных горизонтов.

§ 143. В качестве пьезометрических должны быть использованы пробуренные разведочные приконтурные и законтурные скважины или обводнившиеся вследствие продвижения воды в залежь эксплуатационные скважины, если по техническим причинам не требуется их ликвидация.

§ 144. Для крупных газовых месторождений с целью контроля и корректирования разработки допускается бурение специальных пьезометрических скважин в приконтурной и законтурной областях пласта, причем эти скважины могут иметь меньший диаметр, чем эксплуатационные скважины.

§ 145. По наблюдательным скважинам измерения следует производить не реже одного раза в 1,5—2 месяца с тем, чтобы получить промежуточные точки между общими сериями измерений по всему месторождению. Это необходимо для получения достаточного числа измерений и уверенного построения графиков отбор-давление.

§ 146. По пьезометрическим скважинам необходимо также регулярно проводить измерения не реже одного раза в 1,5—2 месяца в первые годы эксплуатации и в 3—4 месяца после окончания разбуривания и выхода месторождения на постоянный отбор.

§ 147. Периодические контрольные измерения, необходимые для построения карт изобар, оценки режима и др., должны производиться по пьезометрическим, на-

блюдательным и эксплуатационным наблюдательным скважинам практически одновременно.

Периодичность измерений на месторождении устанавливается организациями, осуществляющими работы и наблюдения за разработкой месторождения.

§ 148. Для контроля за разработкой газового месторождения необходимо иметь данные не только о падении давления в непосредственной близости от залежей, но и о том, насколько далеко распространяется заметное падение давления в водоносную область пласта. Для этого необходимо организовать регулярное наблюдение за поведением пластового давления на близлежащих неразрабатываемых месторождениях в этом же пласте, максимально используя для этих целей разведочные скважины.

Для крупных месторождений желательно, по возможности, также оборудовать хотя бы в одном-двух направлениях лучи (профили) пьезометрических скважин для наблюдения за интенсивностью падения давления в законтурной области пласта.

§ 149. Для горизонтов с предельным (или близким к предельному) газонасыщением, в пьезометрических скважинах необходимо отбирать так называемые «режимные пробы» воды и газа и производить другие гидрогеологические исследования по выяснению изменения газонасыщенности в процессе разработки и соответственно возможности выделения свободной газовой фазы.

Пробы на газонасыщенность следует отбирать не реже одного раза в год и производить их анализ.

§ 150. Для массивных залежей с большим этажом газоносности, а также для пластовых залежей, приуроченных к сложнопостроенным пачкам, необходимо иметь данные о распределении давления не только по площади газовой залежи, но и по ее объему в целом, т. е. сравнительные данные о падении давления в различных по вертикали (но приуроченных к одним и тем же блокам) частях (пачках) продуктивного горизонта, для чего следует оборудовать несколько сопоставительных пар наблюдательных скважин.

§ 151. В одной из скважин каждой пары следует перфорировать верхи продуктивного горизонта, а в другой — низы. Такие скважины из числа эксплуатационных необходимо иметь как в пределах эксплуатационного

поля, т. е. в зоне расположения эксплуатационных скважин, так и за его пределами. По мере выполнения своих задач эти скважины передаются в эксплуатацию. При этом может быть необходим дострел невскрытых первоначально интервалов.

При большой мощности сопоставительное звено может возрасти до 3 скважин (в одной перфорируются верхи, в другой — средняя часть горизонта, а в третьей — низы).

На цементаж таких сопоставительных скважин должно быть обращено особое внимание, так как только при хорошем цементаже будут получены надежные данные. Скважины с ненадежным креплением не следует использовать для этой цели.

§ 152. По скважинам, эксплуатирующим одновременно группу пластов, необходимо не реже одного раза в полугодие проводить контрольные измерения дебитов раздельно по пластам, используя для этой цели глубинные дебитомеры и термометры

§ 153. Для наблюдения за характером и интенсивностью продвижения подошвенных вод следует оборудовать несколько скважин, расположенных в различных участках месторождения.

Для сложных литологических условий (карбонатные коллекторы, тонкое чередование песчано-глинистых пород и пр.), где нейтронный гамма-каротаж не дает положительных результатов для прослеживания подъема контакта газ-вода, требуется проведение комплексных промыслово-геофизических и газогидродинамических исследований скважин.

§ 154. Для интерпретации фактических данных, получаемых в процессе контроля за разработкой, необходимо иметь надежные данные по количеству всего газа, извлеченного из пласта (отбор газа+потери).

Учет добычи газа осуществляется в соответствии с положениями настоящих Правил.

§ 155. Потери газа при исследованиях скважин, различных продувках, а также перетоках, аварийном фонтанировании и прочее должны быть обязательно оценены.

Неучет потерь газа может оказать существенное влияние на результаты анализа разработки месторождения.

§ 156. Если значительные потери газа были до начала эксплуатации залежи, то необходимо тщательно измерить распределение пластового давления по площади и построить начальную карту изобар на момент ввода залежи в разработку.

ОСОБЕННОСТИ КОНТРОЛЯ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

§ 157. Контроль за разработкой газоконденсатных месторождений должен предусматривать проведение всех мероприятий, указанных выше для газовых месторождений. Наряду с этим на газоконденсатных месторождениях должны проводиться дополнительные мероприятия.

§ 158 Наблюдения и исследования при разработке газоконденсатной залежи должны проводиться с целью установления изменений состава и количества добываемого вместе с газом конденсата, а также условий его выпадения в пласте.

§ 159. Статическое пластовое и забойное давления должны обязательно проверяться при помощи глубинных манометров.

§ 160. Два раза в год должны проводиться исследования каждой скважины на определение содержания конденсата, выражаемого в $см^3/м^3$, при рабочих условиях, в том числе в низкотемпературном сепараторе. При этом определяется содержание как сырого, так и стабильного конденсата.

§ 161. Два раза в год должен быть определен также состав газа, поступающего из каждой эксплуатационной скважины.

Полученные при исследовании скважин данные о значении газоконденсатного фактора и состава газа, поступающего на промысловую обработку, должны быть занесены в дело скважины.

§ 162. На основе данных, полученных при исследовании всех эксплуатационных скважин, должна быть графически выражена зависимость: пластовое давле-

ние — содержание конденсата (пентаны+высшие) в газе, поступающем на промысловые установки.

Данные промысловой обработки газа на установках НТС используются также для построения зависимости: пластовое давление — выход конденсата (в $см^3/м^3$ для сырого и стабильного конденсата при рабочих условиях в сепараторе).

§ 163. Не реже двух раз в год должны определяться основные физико-химические свойства стабильного конденсата (удельный вес, молекулярный вес, фракционная разгонка), на основании которых строится графическая зависимость: пластовое давление — удельный вес конденсата, молекулярный вес конденсата.

§ 164. При разработке газоконденсатного месторождения с поддержанием пластового давления закачкой сухого газа в пласт должны проводиться исследования и контролироваться следующие параметры:

а) состав газа, поступающего на промысловые установки для переработки;

б) время прорыва «сухого газа» к забоям эксплуатационных скважин;

в) физико-химические свойства выделяемого из газа конденсата (удельный вес, молекулярный вес, фракционная разгонка);

г) количество газа и конденсата, добываемых из каждой эксплуатационной скважины (за сутки) и в целом по месторождению (за сутки, за месяц и годовое);

д) суммарное количество газа, закачиваемого в пласт (за сутки, за месяц и годовое);

е) количество «сухого газа», прокачиваемого в каждую нагнетательную скважину (за сутки);

ж) текущее пластовое давление в залежи (поквартально);

з) давление газа на устье нагнетательных скважин (ежесуточно).

§ 165. По нагнетательным скважинам должно периодически проводиться определение их удельной приемистости, т. е. количество поглощаемого рабочего агента на 1 *м* эффективной мощности и на 1 $кГ/см^2$ избыточного над пластовым давления.

При снижении удельной приемистости необходимо осуществить соответствующие мероприятия по ее восстановлению.

ГЛАВА 16

ПРИОБЩЕНИЕ ГАЗОНОСНЫХ ГОРИЗОНТОВ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

§ 166. Приобщение газоносных горизонтов в процессе разработки месторождения (залежи) производится в соответствии с действующей инструкцией:

а) объединением горизонтов в один эксплуатационный объект;

б) одновременной, но раздельной эксплуатацией одной скважиной нескольких горизонтов.

§ 167. Приобщение газоносных горизонтов к эксплуатационным объектам допускается при сходной их геологопромысловой характеристике.

§ 168. Приобщение в скважинах к эксплуатационному объекту нового продуктивного горизонта может производиться:

а) когда в скважине цемент за колонной находится выше приобщаемого пласта и надежно его перекрывает;

б) когда эксплуатируемая скважина при оптимальном режиме дает сравнительно небольшой дебит газа и приобщение нового пласта может заметно увеличить дебит данной скважины;

в) когда эксплуатируемая скважина является безводной и приобщаемый продуктивный горизонт в месте расположения данной скважины не обводнен и не обводнится в ближайшее время.

§ 169. До приобщения нового продуктивного горизонта на скважине необходимо провести ряд специальных исследований:

а) методом установившихся отборов, с построением индикаторных диаграмм и определением фильтрационных коэффициентов и параметра гидропроводности по каждому эксплуатационному объекту;

б) методом восстановления пластового давления;

в) измерение пластового давления и температуры приобщаемого пласта;

г) отбор и исследование проб газа с целью определения его характеристики в пластовых и нормальных условиях.

§ 170. На основании данных предшествующей эксплуатации скважины и результатов проведенных исследований составляется соответствующая записка, в кото-

рой обосновывается целесообразность приобщения ново го пласта.

§ 171. Если приобщение не предусмотрено утвержденным проектом разработки, то приобщение нового газоносного пласта к эксплуатирующемуся производится после согласования с организацией, составляющей проект, а также с органами госгортехнадзора и утверждения приобщения вышестоящей газодобывающей организацией.

РАЗДЕЛ III
БУРЕНИЕ СКВАЖИН

ГЛАВА 17
ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПО ОРГАНИЗАЦИИ БУРЕНИЯ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

§ 172. Бурение эксплуатационных скважин должно проводиться в полном соответствии с требованиями Единых технических правил ведения работ при бурении скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях.

§ 173. На газовых и газоконденсатных месторождениях с доказанной продуктивностью конструкция разведочных скважин принимается с учетом возможной передачи этих скважин в эксплуатацию.

РАЗДЕЛ IV
ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ДОБЫЧИ ГАЗА НА ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

§ 174. Вскрытие газоносного пласта должно сопровождаться применением соответствующих методов интенсификации, в зависимости от характера эксплуатационного объекта.

§ 175. В настоящее время применяются следующие методы интенсификации добычи газа:

1) специальные методы перфорации и торпедирование скважин и приобщение продуктивных горизонтов путем дострела в газовой среде;

2) кислотная обработка;
3) гидравлический разрыв пласта;
4) гидропескоструйная обработка призабойных зон пласта;
5) обработка поверхностно-активными веществами.

§ 176. Метод интенсификации должен быть осуществлен с тем расчетом, чтобы вскрытие каждого или большинства продуктивных пропластков было более совершенным с целью максимального получения дебита из этих пропластков при минимальной депрессии.

§ 177. При проектировании разработки газовых и газоконденсатных месторождений необходимо предусматривать такую конструкцию забоев скважин, которая позволяла бы осуществить необходимые в данных условиях методы интенсификации и не вызывала бы осложнений.

ГЛАВА 18

ВСКРЫТИЕ ГАЗОНОСНОГО ПЛАСТА

§ 178. При вскрытии газоносных пластов могут быть применены:
а) прострелочные работы:
1) пулевая перфорация,
2) кумулятивная перфорация,
3) торпедная (снарядная) перфорация,
4) перфорация при герметизированном устье скважин (перфорация под давлением в газовой среде),
5) перфорация при спущенной колонне фонтанных труб,
6) гидропескоструйная перфорация;
б) взрывные работы:
1) фугасное торпедирование.
2) направленное торпедирование.

Прострелочные и взрывные работы могут быть использованы самостоятельно, в сочетании между собой, а также в комбинации с гидроразрывом пласта, обработкой фильтра скважины и призабойной зоны пласта кислотой (соляной; или смесью соляной и плавиковой) и т. д

§ 179. Выбор метода и типов прострелочной и взрыв-

ной аппаратуры производится в зависимости от назначения и геолого-технической характеристики скважины, а также от задач, поставленных перед прострелочными работами.

§ 180. Все прострелочные и взрывные работы в скважинах производятся специальными геофизическими организациями.

§ 181. Ответственность за правильность выбора как метода прострелочных или взрывных работ, так и аппаратуры в равной степени несут и организация-заказчик и организация-исполнитель.

§ 182. Интервалы перфорации и торпедирования определяются геологической службой добывающей организации, исходя из фактического разреза данной скважины.

§ 183. Плотность перфорации должна выбираться оптимальной для каждого горизонта экспериментальным путем в процессе его разведки и подготовки к промышленной эксплуатации с тем, чтобы обеспечить возможно более полное гидродинамическое совершенство скважин, не допуская в то же время осложнений в процессе работы на проектируемом режиме.

§ 184. Торпедирование обсаженных скважин в целях вскрытия пласта и интенсификации добычи газа может применяться в случаях, когда методы перфорации не дают желаемого результата и когда допустимо при этом частичное разрушение обсадной колонны и цементного кольца в зоне взрыва

§ 185. Торпедирование и торпедная перфорация газовых скважин могут применяться только в породах, дающих хорошее трещинообразование, т. е. в крепких породах.

§ 186. В процессе работы перфораторно-торпедировочной партии на буровой обязательно присутствие ответственного представителя геологической службы промысла, который по окончании работ подписывает задание на выполнение прострелочных или взрывных работ в скважине и акт о промере кабеля.

§ 187. Работы с прострелочной и взрывной аппаратурой на скважинах производятся в соответствии с «Едиными правилами безопасности при взрывных работах» и «Инструкцией по прострелочным и взрывным работам в скважинах».

ГЛАВА 19

КИСЛОТНЫЕ ОБРАБОТКИ СКВАЖИН

§ 188. Кислотная обработка призабойных зон скважин является эффективным средством интенсификации добычи газа (и увеличения приемистости при закачке газа или воды в пласт в случае разработки газоконденсатной залежи с поддержанием пластового давления) для всех карбонатных коллекторов и песчаников с карбонатным и глинистым цементом или с прослоями карбонатных пород.

§ 189. В зависимости от геологических условий для обработки применяется кислотный раствор, содержащий 12—15% и выше соляной кислоты, 1—2% уксусной кислоты, 2—6% плавиковой кислоты (при глинистом цементе), ингибиторы, поверхностно-активные вещества на 1 *м* вскрытой перфорацией мощности. В отдельных случаях эта норма может быть увеличена

§ 190. Продавка соляной кислоты в пласт осуществляется или водой, или газом, подаваемым компрессором или же поступающим из скважины с высоким давлением.

§ 191. При оценке эффективности кислотной обработки следует иметь в виду, что в некоторых случаях призабойная зона газовых скважин не сразу освобождается от воды, в которой была растворена кислота. Иногда для этого требуется длительное время — несколько недель и даже месяцев.

§ 192. В обсаженных и перфорированных скважинах, вскрывающих мощные, особенно переслаивающиеся карбонатные пласты, рекомендуется проводить поинтервальную кислотную обработку с временной установкой пакеров выше и ниже обрабатываемого интервала.

§ 193. Проектирование технологического процесса, подготовка скважин и проведение кислотной обработки должны осуществляться в соответствии с «Инструкцией по обработке нефтяных и газовых скважин соляной кислотой».

§ 194. Независимо от технологической схемы обработки в кислотный раствор вводятся специальные добавки, которые:

а) предотвращают разрушение кислотой применяемого оборудования и

б) облегчают вынос продуктов реакции из призабойной зоны скважины.

§ 195. Транспортировка и хранение кислоты, приготовление растворов, закачка их в скважину должны производиться при строгом соблюдении правил техники безопасности, изложенных в «Инструкции по обработке нефтяных и газовых скважин соляной кислотой» и в «Правилах безопасности в нефтегазодобывающей промышленности».

ГЛАВА 20

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ГАЗОВОГО ПЛАСТА

§ 196. Гидравлический разрыв пласта является эффективным средством увеличения проницаемости призабойной зоны скважин за счет создания или расширения существующих в призабойной зоне трещин под действием давления закачиваемой в скважину жидкости.

§ 197 Гидравлический разрыв особенно эффективен в устойчивых коллекторах с малой проницаемостью. Объектами для гидроразрыва являются продуктивные пласты, находящиеся в начальной стадии разработки, характеризующиеся низкой проницаемостью (менее 0,1 *д*) и высоким пластовым давлением, близким к начальному.

Продуктивные пласты, имеющие более высокую проницаемость и находящиеся уже в длительной разработке, но содержащие еще большие запасы газа, могут также подвергаться гидроразрыву.

§ 198. На месторождениях, эксплуатирующих залежи пластового типа, гидроразрыв можно проводить в любых скважинах, если залежь только что введена в эксплуатацию, а скважины отвечают всем геолого-техническим требованиям, изложенным во «Временной инструкции по гидроразрыву пласта».

§ 199. На месторождениях, имеющих залежи водоплавающего типа, при выборе скважин для гидроразрыва необходимо учитывать расстояние от устья трещины до газоводяного контакта (ГКВ). Оптимальное расстояние от устья трещины до ГВК зависит от типа коллектора и не является постоянным. В зависимости от типа

коллектора это расстояние может колебаться от 8 до 40 *м* (см. инструкцию по гидроразрыву).

§ 200. В продуктивных интервалах большой мощности (несколько десятков и сотен метров) в обсаженных скважинах, вскрытых перфорацией, производится пинтервальный, направленный, многократный гидроразрыв пласта с применением пакеров или иных изолирующих приспособлений и материалов (например, с применением аппарата АМГ-1 или путем засыпки нижних, обработанных интервалов песком).

§ 201. Если скважины, подвергшиеся гидроразрыву, вначале имели высокий дебит и на протяжении сравнительно короткого времени эксплуатации снизили его, то в этом случае гидроразрыв можно повторить.

Примечание. Если падение рабочего дебита газа связано со снижением пластового давления и уменьшением запасов газа в пласте, то повторный гидроразрыв может оказаться не эффективным.

§ 202. Все работы по гидроразрыву пласта должны производиться в строгом соответствии с временной инструкцией по гидравлическому разрыву пласта в газовых скважинах и правилами техники безопасности, предусмотренными для этой операции («Правила безопасности в нефтегазодобывающей промышленности»).

ГЛАВА 21

ГИДРОПЕСКОСТРУЙНАЯ ПЕРФОРАЦИЯ

§ 203. Метод гидропескоструйной перфорации необходимо применять для вскрытия скважин в тех случаях, когда этот метод имеет экономические преимущества перед кумулятивной перфорацией. При экономической оценке эффективности метода необходимо учитывать величину дебитов скважин, вскрытых абразивным и кумулятивным перфораторами.

§ 204. Перфорацию скважин, вскрывающих продуктивный комплекс мелких пропластков с низкой вертикальной проницаемостью, производить посредством инструмента, насадки которого направлены под 45° к плоскости напластования.

§ 205. Перед гидравлическим разрывом пласта с целью ориентации трещины необходимо создать каналы посредством абразивного перфоратора в плоскости проектируемой трещины.

§ 206. Перед кислотной обработкой с целью снижения давления закачки кислоты в пласт намеченный интервал должен быть вскрыт методом гидропескоструйной перфорации.

§ 207. Процесс вскрытия гидропескоструйной перфорацией должен осуществляться снизу вверх.

§ 208. Оборудование для процесса и его технология определены в «Инструкции по гидропескоструйному методу вскрытия пластов» и во «Временной инструкции по гидропескоструйному методу перфорации и вскрытию пласта».

§ 209. Все работы по гидропескоструйной обработке скважин должны проводиться в строгом соответствии с правилами техники безопасности, предусмотренными для гидравлического разрыва пласта («Правила безопасности в нефтегазодобывающей промышленности»).

ГЛАВА 22

УКРЕПЛЕНИЕ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СМОЛАМИ В РЫХЛЫХ ГАЗОНОСНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

§ 210. Обработка призабойных зон скважин смолами с целью укрепления пласта является одним из средств предотвращения выноса песка из пласта при эксплуатации скважин. Обработка смолами применяется, когда другие методы задержания песка (фильтры, гравийные набивки и пр.) оказываются неэффективными либо требуют больших затрат по сравнению с обработкой смолой.

§ 211. Обработка призабойной зоны смолами возможна как во вновь пробуренных и неиспытанных скважинах, так и в скважинах, ранее эксплуатировавшихся.

Обработка вновь пробуренных и неиспытанных скважин может проводиться непосредственно вслед за перфорацией. Необходимость обработки определяется на основании эксплуатации обрабатываемого пласта в соседних скважинах. Вызов притока жидкости или газа из пласта до обработки (например, при испытании скважи-

ны) не рекомендуется, так как это может привести к нарушению равновесия рыхлой породы пласта и ухудшить результаты обработки.

§ 212. Скважины, предназначенные для обработки смолой, должны быть герметичны и иметь качественное цементное кольцо в интервале обрабатываемого пласта. При наличии негерметичности скважины ниже обрабатываемого интервала необходимо установить до обработки цементный мост или пробку-пакер, отделяющий нижнюю негерметичную зону от обрабатываемого интервала. При наличии негерметичности обсадной колонны или сообщения с верхним продуктивным горизонтом выше обрабатываемого интервала необходимо обрабатывать пласт с применением пакера, отделяющего верхнюю часть скважины.

§ 213. При обработке призабойной зоны скважин, из которых во время эксплуатации извлечено большое количество песка, работам по креплению должна предшествовать закачка крупнозернистого кварцевого песка или другого зернистого наполнителя в призабойную зону.

Выбирая наполнитель, желательно обеспечить хорошую адгезию применяемой смолы к материалу зерен. Намыв наполнителя в каверны призабойной зоны необходимо повторять несколько раз с контролированием количества наполнителя, вошедшего в пласт

§ 214. Скважины, предназначенные для проведения обработки смолами, должны иметь чистый забой.

§ 215. Глушение скважины, вскрытие пласта, намыв наполнителя в каверны призабойной зоны и другие подготовительные работы должны проводиться на жидкостях, не загрязняющих пласт или легко удаляемых последующей обработкой. Применение глинистого раствора в качестве рабочей жидкости при указанных работах не рекомендуется во избежание закупорки некоторой части обрабатываемой зоны, в результате которой эта часть останется не обработанной смолой.

§ 216. Обработка призабойной зоны газовых скважин феноло-формальдегидными смолами проводится в соответствии с «Временной инструкцией по укреплению призабойных зон газовых скважин феноло-формальдегидными смолами», «Временной инструкцией по креплению химическим методом несцементированных пород призабойной зоны нефтяных скважин» и «Временной инструк-

цией по креплению призабойной зоны скважин смолой из сырых фенолов и формалина».

Выбор феноло-формальдегидной смолы определяется в зависимости от температуры пласта согласно указанным инструкциям.

Возможно также проведение обработки призабойной зоны другими составами и способами, показавшими при лабораторных испытаниях хорошее качество крепления пластового песка при пластовой температуре.

§ 217. При проведении обработки необходимо предусмотреть определение приемистости пласта до закачки смолы, а также извлечение труб из обрабатываемого интервала до начала загустевания смолы.

§ 218. Закачивать смолу следует при давлении, которое не вызывает гидроразрыва пласта. Если давление гидроразрыва пласта не известно, то можно условно определить его по формуле $p=0{,}2\ H$, где H — глубины обрабатываемой зоны в *м*, p — давление в *кГ/см*^{2}.

§ 219. Перед закачкой под давлением смол, кислот и других реагентов в скважину все нагнетательные наземные трубопроводы и арматура на устье скважины должны быть проверены опрессовкой на герметичность и прочность под давлением, в 1,5 раза превышающим ожидаемое максимальное рабочее давление на насосе.

РАЗДЕЛ V

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН

ГЛАВА 23

УСЛОВИЯ И СПОСОБЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН

§ 220. Способы эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин определяются целым рядом геолого-технических условий и факторов.

К ним относятся:

а) величина пластового давления и рабочий дебит скважины;

б) физико-химическая и товарная характеристика газа (количество парообразной влаги, конденсата, агрессивных компонентов в виде сероводорода, углекислоты, органических кислот и т. д.);

в) характеристика пород-коллекторов продуктивного пласта (несцементированные, слабосцементированные, плотные и т. д.);

г) термодинамические условия работы ствола скважины и условия гидратообразования в стволе;

д) количество пластов, эксплуатируемых одной скважиной, и условия вскрытия продуктивных горизонтов;

е) условия использования пластового давления на поверхности для промысловой обработки и транспорта газа к потребителям;

ж) местоположение скважины по отношению к ГВК (или ВНК).

§ 221. В зависимости от перечисленных условий и факторов можно применять следующие способы эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин:

а) эксплуатация по фонтанным трубам (без пакера или распакеровкой затрубного пространства);

б) совместно раздельная эксплуатация двух или нескольких продуктивных пластов посредством фонтанных труб и пакеров.

§ 222. Эксплуатация газовых скважин по эксплуатационным колоннам без спуска в них фонтанных труб допускается в виде исключения для устойчивых продуктивных пластов сравнительно небольшой мощности (10—15 *м*), с низким пластовым давлением (90—60 *кГ/см*^{2}) и отсутствием коррозионных компонентов в газе и только в тех высокодебитных скважинах сводовой и присводовой части структуры, где происходит полный вынос конденсационной жидкости.

§ 223. Фонтанные трубы спускают для:

а) предохранения эксплуатационной колонны от коррозии и эрозии, вызываемых присутствием в газе твердых примесей и агрессивных компонентов;

б) выноса жидкостей и механических примесей с забоя скважины на поверхность и улучшения тем самым ее продуктивности;

в) создания условий управления скважиной на случай возможных осложнений;

г) одновременной и раздельной эксплуатации нескольких продуктивных горизонтов единым стволом (по фонтанным трубам и кольцевому пространству, разделенных при помощи пакера).

§ 224. При наличии в газе агрессивных компонентов (сероводород, углекислота, органические кислоты и т. д.) и при высоких пластовых давлениях, когда не исключена возможность разъедания эксплуатационной колонны, эксплуатация газовых и газоконденсатных скважин должна осуществляться только по фонтанным трубам.

§ 225. В зависимости от конкретных условий затрубное пространство может быть изолировано при помощи пакеров и залито нейтральной жидкостью, не дающей осадка, или не изолировано.

Эксплуатация скважин по фонтанным трубам с неизолированным межтрубным пространством допускается только при условии герметичности эксплуатационной колонны, в которую должен подаваться антикоррозионный ингибитор.

§ 226. Диаметр фонтанных труб определяется в зависимости от:

а) ожидаемого максимального рабочего дебита скважины;

б) максимально-допустимого перепада давления в стволе;

в) получения необходимых скоростей в фонтанных трубах (скорость у башмака фонтанных труб должна быть в пределах 5—10 *м/сек*), обеспечивающих вынос с забоя скважины жидких и твердых примесей;

г) диаметра эксплуатационной колонны (в существующих скважинах);

д) наличия или отсутствия агрессивных компонентов в газе.

§ 227. Для удаления жидкости и механических примесей с забоя газовых и газоконденсатных скважин рекомендуется применять также плунжерный лифт, работа которого описана во «Временной инструкции по применению плунжерного лифта в газовых и газоконденсатных скважинах». Можно применять и другие методы удаления воды с забоя — периодическую эксплуатацию, использование вспенивающих жидкостей и эксплуатацию с автоматической продувкой в коллектор и т. д.

§ 228. Одновременная эксплуатация по затрубному пространству и фонтанным трубам при условии постоянного выноса песка не допускается.

§ 229. На период кратковременных исследований скважин разрешается, в зависимости от конкретных условий, эксплуатация газовых и газоконденсатных скважин любым способом, перечисленным выше. При этом должны быть приняты меры предосторожности, обеспечивающие сохранность недр и эксплуатационной колонны.

§ 230. Одновременная и раздельная эксплуатация нескольких горизонтов одной скважиной по фонтанным трубам (с пакером) и затрубному пространству может осуществляться при условии отсутствия в газе, добываемом по межтрубному пространству, агрессивных компонентов, вызывающих интенсивную коррозию, и отсутствия возможности прихвата фонтанных труб.

§ 231. Фонтанная арматура должна обеспечить замер температур и давлений газа на устье скважины при любом способе эксплуатации, а также должна обеспечивать возможность спуска в скважину глубинных приборов во время работы скважины.

ГЛАВА 24

УСТАНОВЛЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА РАБОТЫ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН

§ 232. На каждой скважине в соответствии с геологическими и технологическими условиями необходимо устанавливать и постоянно поддерживать оптимальный режим работы, обеспечивающий нормальную работу скважины.

§ 233. Первоначальный технологический режим работы скважин определяется по результатам испытаний этих скважин, проводимых по методу стационарных режимов фильтрации и результатам предшествующей опытной эксплуатации, а также с учетом геолого-промысловых особенностей залежи.

§ 234. Технологический режим и текущие рабочие дебиты скважин устанавливаются с учетом следующих основных факторов:

а) выноса песка, количество которого устанавливает-

ся в процессе исследования скважин и которое не должно приводить к разрушению призабойной зоны пласта и к разъеданию подземного и наземного оборудования;

б) возможности обводнения забоев скважин;

в) конструкции и технического состояния скважины;

г) температурного режима работы газовой скважины с учетом конденсации воды, углеводородов и условий выноса их на поверхность;

д) технологический режим должен быть таким, чтобы в стволе скважины исключалась возможность гидратообразования и обеспечивался вынос жидкости на поверхность;

е) необходимого по условию сбора и транспорта газа и конденсата рабочего давления на устье скважины.

§ 235. Технологические режимы работы по отдельным скважинам должны обеспечить получение оптимально возможного дебита газа и соблюдение рациональных условий разработки месторождения (залежи), охраны недр и техники безопасности.

В зависимости от конкретных условий месторождений (залежей, объектов) на определенный период времени назначается один из следующих технологических режимов:

а) режим постоянного градиента давления — в случае возможного разрушения продуктивного коллектора. Этот режим можно заменить режимом постоянной депрессии, однако в каждом конкретном случае такая замена должна быть обоснована;

б) режим постоянной скорости фильтрации газа в призабойной зоне пласта — также в случае возможного разрушения продуктивного коллектора, а также очищения призабойной зоны пласта от глинистого раствора;

в) режим постоянной депрессии — в случае опасности образования конусов и языков обводнения;

г) режим постоянного давления на головке скважины — при работе скважины без штуцера или для поддержания определенного давления перед установкой первичной обработки природного газа;

д) режим постоянного дебита при отсутствии какого-либо ограничения, за исключением пропускной способности колонны. Режим постоянного дебита является временным, так как с течением времени величина этого дебита должна изменяться.

§ 236. Технологические режимы работы скважин составляются ежеквартально на основании результатов текущей эксплуатации и данных исследований скважины и утверждаются объединением (управлением). Технологический режим работы скважин с дебитом 1 млн. *м*³/*сутки* и выше утверждается Главгаздобычей Министерства газовой промышленности.

§ 237. Режим работы скважины регулируется:

а) штуцерами, устанавливаемыми для каждой скважины на групповых сборных пунктах или на устье скважины;

б) противодавлением газа в системе газосбора.

§ 238. После смены режима скважины необходимо установить показатели работы нового технологического режима, определив:

а) дебит скважин;

б) забойное давление (рабочую депрессию);

в) давление и температуру на буфере, в затрубном пространстве, в межколонном пространстве, до штуцера и после штуцера;

г) количество жидких (конденсата, воды) и твердых примесей.

§ 239. Все показатели, а также любые изменения в режиме работы скважины должны обязательно регистрироваться и документироваться в соответствии с существующими формами.

В случае нарушения установленного режима работы скважины руководством газодобывающего предприятия должны быть приняты срочные меры к его восстановлению.

§ 240. Регулирование подачи газа в магистральный газопровод осуществляется:

а) отключением части скважин или их регулированием;

б) изменением режима работы отдельных, специально выделенных скважин при помощи штуцеров; по этим скважинам пределы изменения технологического режима строго ограничиваются геологической службой.

Текущее регулирование дебита скважин осуществляется оператором по добыче по указанию диспетчера промысла с обязательной записью в журнале об изменении режима работы скважин.

§ 241. По скважинам, где нарушение заданного режима может привести к осложнениям, регулировка режима работы запрещается.

§ 242. Объем текущего отбора газа по газоносному пласту или объекту в целом должен устанавливаться в соответствии с утвержденным проектом разработки.

Нормы отбора газа по эксплуатационным скважинам (технологический режим) должны составляться ежеквартально промыслами на основе установленных отборов газа по пласту и утверждаться вышестоящими организациями.

§ 243. Планы текущего отбора газа по пластам и объектам составляются добывающими промыслами один раз в квартал в соответствии с проектом разработки и утвержденными нормами отбора газа по эксплуатационным скважинам (технологическим режимам).

ГЛАВА 25

НАЗЕМНОЕ И ПОДЗЕМНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ СКВАЖИН, ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К НЕМУ, И ОБСЛУЖИВАНИЕ ЭТОГО ОБОРУДОВАНИЯ

§ 244. К наземному оборудованию газовых скважин по пути движения газа от устья к групповому сборному пункту или газосборному коллектору относятся: а) фонтанная арматура (елка); б) шлейфы, имеющие различную длину и различные диаметры в зависимости от расположения группового пункта и дебитов скважин; в) регулируемый или обыкновенный штуцер; г) сепаратор, рассчитанный на соответствующее давление и пропускную способность, для каждой скважины в отдельности, или общий для нескольких скважин; д) эжекторы, применяемые для транспорта газов, низконапорных пластов, за счет смешения их с газом высокого давления; е) комплект оборудования (метанольный бачок, регенерационная колонна ДЭГ, дозировочный насос, автоматическая печь подогрева газа на устье скважин) для борьбы с гидратами в шлейфах, сепараторах и эжекторах.

§ 245. К наземному оборудованию газоконденсатной скважины относятся: а) фонтанная арматура (елка); б) шлейф; в) сепаратор высокого давления с емкостью для сбора конденсата; г) теплообменники типа «труба в

трубе»; д) регулируемый или обыкновенный штуцер; е) низкотемпературный сепаратор, рассчитанный на давление и пропускную способность; ж) комплект оборудования для борьбы с гидратами, могущими образовываться как в теплообменнике и регулируемом штуцере, так и в низкотемпературном сепараторе (дозировочные насосы, емкости диэтиленгликоля, печь регенерации ДЭГ, отстойники-разделители ДЭГ и конденсата, теплообменники охлаждения и нагревания ДЭГ).

Примечание. В зависимости от конкретных условий для обработки газа газоконденсатных месторождений можно также применять и другое оборудование, приведенное в разделе VI.

§ 246. Наземное оборудование газовых и газоконденсатных скважин на групповых сборных пунктах (сепараторы, штуцеры, теплообменники, конденсатосборники и т. д.) должно находиться под регулярным наблюдением оператора по добыче газа, который обязан тщательно следить за их исправностью и нормальной работой. Особое внимание должно быть уделено фланцевым, резьбовым, сварным соединениям и запорной арматуре тех скважин, в газе которых содержатся коррозионные элементы (сероводород и углекислота).

В случае неисправности отдельных деталей или узлов оборудования скважин должны быть немедленно приняты меры по устранению обнаруженных неисправностей, или замене неисправных деталей и узлов оборудования.

§ 247. Все оборудование, устанавливаемое на скважинах или сборных пунктах (как новое, так и находившееся уже в эксплуатации), должно подвергаться предварительной опрессовке в соответствии с правилами котлонадзора для определения возможности его использования.

§ 248. Фонтанная и запорная арматура газовых и газоконденсатных скважин должна отвечать следующим основным требованиям:

а) герметичности при многократном открывании и закрывании запорного элемента;

б) возможности полного открытия и закрытия запорного элемента от усилий рук одного человека;

в) возможности замены сальниковых уплотнений без прекращения подачи газа в газопровод;

д) рассчитана на двухкратный запас от статического устьевого давления.

§ 249. На групповых сборных пунктах должна применяться по необходимости дистанционно управляемая, а в некоторых случаях телеуправляемая запорная арматура, отвечающая всем требованиям § 248.

§ 250. Для эксплуатации скважин, в газе которых имеются коррозионные компоненты, должна применяться специальная запорная арматура, выполненная из материала, устойчивого против коррозии.

§ 251. Фонтанную арматуру для скважин эксплуатационных площадей по прочности необходимо подбирать соответственно ожидаемому максимальному давлению на устье скважины и испытывать на прочность и герметичность при давлениях, предусмотренных техническими условиями на поставку фонтанной арматуры.

Для новых газоносных площадей (разведочные скважины), если нет более точных данных, расчетное давление на устье скважин принимается равным гидростатическому давлению плюс 25%.

Фонтанную арматуру скважин необходимо выбирать и устанавливать по одной из типовых схем, утвержденных нормалью.

§ 252. Во избежание преждевременного износа, а также уменьшения потерь давления проходные сечения задвижек (кранов) и деталей «елки» (катушки, тройники, крестовики, буфер) должны иметь не меньшие сечения, чем сечение фонтанных труб.

Примечание. Данный параграф не распространяется на скважины, имеющие устьевые давления свыше 200 *кГ/см*^{2}.

§ 253. К подземному оборудованию газовых и газоконденсатных скважин относятся: фонтанные трубы, применяемые в качестве подъемных для газа и скопившейся на забое жидкости, сифонные трубки, применяемые для очистки забоев скважин от жидкости, забойные штуцеры, пакеры, применяемые для разобщения продуктивных горизонтов или для изоляции эксплуатационной колонны от коррозионных компонентов, содержащихся в газе, предохранительные клапаны, устанавливаемые на фонтанных трубах и предназначаемые для предупреждения открытых фонтанов, вызванных прорывом шлейфов

или коррозионным разрушением фонтанной арматуры, и летающие клапаны плунжерных установок.

§ 254. Глубина установки башмака фонтанных и сифонных труб определяется особенностями эксплуатации скважин и устойчивостью коллекторов. Там, где нет опасности прихвата фонтанных труб, их следует спускать до нижних отверстий фильтра, а возможно и в зумпф, если имеются для этого условия (отсутствие слома или смятия колонны, отсутствие пробки).

§ 255. Для предохранения резьбовых соединений фонтанных и сифонных труб от преждевременного износа, а также повышения их герметичности необходимо применять специальные смазки.

ГЛАВА 26

ОПЕРАТИВНОЕ НАБЛЮДЕНИЕ ЗА РАБОТОЙ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ, НАБЛЮДАТЕЛЬНЫХ И ПЬЕЗОМЕТРИЧЕСКИХ СКВАЖИН ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

§ 256. Одной из основных задач промысловых работников на газовых и газоконденсатных месторождениях является оперативное наблюдение за работой эксплуатационных, наблюдательных и пьезометрических скважин, которое позволяет принимать своевременные меры по контролю, управлению и изменению технологического режима эксплуатационных скважин, а также технологии процесса эксплуатации залежей (объектов).

§ 257. Оперативный контроль непосредственно за эксплуатационными скважинами должен включать:

а) наблюдение за состоянием фонда эксплуатационных скважин;

б) наблюдение за изменением во времени рабочих дебитов скважин, устьевых давлений и температур.

§ 258 По эксплуатационным скважинам необходимо систематически следить за выносом воды, песка, конденсата (и нефти в случае наличия нефтяной оторочки) Пробы конденсата и воды из сепаратора периодически сдавать на анализ. Периодичность замеров (анализов) и требования к ним определяются в зависимости от конкретных геолого-эксплуатационных условий, но не менее одного раза в квартал.

§ 259. Оперативному повседневному наблюдению должно непременно сопутствовать проведение регулярных исследований скважин.

По своему назначению исследования газовых и газоконденсатных скважин в процессе промышленной их эксплуатации подразделяются на текущие, контрольные и специальные и проводятся в следующем порядке:

а) текущие исследования имеют цель установления технологического режима работы и текущей проверки параметров призабойной зоны пласта и скважины;

б) контрольные исследования проводятся по мере необходимости и имеют своей целью проверку и уточнение данных текущих исследований;

в) специальные исследования, назначение которых сводится к выявлению отдельных факторов, влияющих как на продуктивную характеристику, так и на условия эксплуатации скважин и залежи в целом.

§ 260. При проведении контрольных и специальных исследований, когда имеется опасность разрушения коллектора и выноса песка на поверхность, а также при наличии жидкости в призабойной зоне, необходимы детальные, относительно длительные исследования, чтобы получить представительные данные по количеству выносимых механических примесей и жидкости и условий их выноса. Для этого необходимо проводить исследования при помощи передвижной сепарационной установки и с применением глубинной желонки.

§ 261. Во избежание излишних потерь газа при исследовании скважин на различных режимах газ необходимо подавать в газопровод.

Выпуск газа в атмосферу можно допускать только когда испытуемая скважина не подключена к газопроводу, или если давление в газосборных сетях не дает возможности получить нужный диапазон дебитов и депрессий

§ 262. По пьезометрическим скважинам при установлении некачественного состояния забоя следует проводить промывку и дополнительную перфорацию продуктивного интервала.

§ 263. По наблюдательным и пьезометрическим скважинам контрольные измерения следует проводить регулярно, не реже одного раза в квартал. Для опера-

тивного контроля следует по каждой наблюдательной скважине вести графики «время — давление» и «отбор — давление».

ГЛАВА 27

ЗАМЕР И УЧЕТ ДОБЫЧИ ГАЗА, КОНДЕНСАТА И КОЛИЧЕСТВА ВОДЫ ПО СКВАЖИНАМ

§ 264. Учет добычи газа, конденсата и количества воды по отдельным скважинам должен проводиться с целью поддержания установленного оптимального для каждой скважины технологического режима, а также контроля за состоянием призабойной зоны, наземного оборудования и текущего контроля за разработкой залежи, за динамикой извлекаемых и остаточных запасов газа.

§ 265. На газовых и газоконденсатных промыслах, где нет групповых газосборных пунктов, измерять дебит газа, конденсата и количество воды по скважинам следует в непосредственной близости от устья скважины.

§ 266. На газовых и газоконденсатных месторождениях, где имеются групповые сборные пункты, замерять дебиты газа, конденсата и количество воды по каждой скважине необходимо на групповых или централизованных пунктах сбора.

§ 267. С целью наилучшего контроля за режимом работы скважин, а также наиболее точного измерения дебитов газа, конденсата и количества воды на групповых сборных пунктах в большинстве случаев следует применять индивидуальную обвязку с одноступенчатым редуцированием газа для газовых скважин и одно- или двухступенчатым редуцированием для газоконденсатных скважин.

§ 268. Когда газовые и газоконденсатные месторождения представлены продуктивными горизонтами небольшой мощности (10—30 *м*), характеризующимися выдержанной проницаемостью по всей площади, а также стабильными дебитами газа, конденсата и воды по скважинам, следует производить групповую обвязку скважин, работающих в общий сепаратор с одноступенчатым редуцированием газа.

Замерять дебит газа, количество конденсата и воды по каждой скважине следует периодически через специ-

альный замерный сепаратор, устанавливаемый для группы скважин.

§ 269. Для учета добычи газа, конденсата и количества воды, а также наблюдения за режимом работы (и при необходимости изменения этого режима) в газовых скважинах, сгруппированных в отдельные сборные пункты, последние должны иметь на каждую скважину:

а) технические манометры для измерения давления как до штуцера, так и после штуцера;

б) технические термометры для измерения температуры газа как до штуцера, так и после штуцера;

в) регулируемый штуцер, если давление в шлейфе превышает давление в промысловом коллекторе;

г) сепаратор или группу параллельно работающих сепараторов, рассчитанных на соответствующую производительность и давление;

д) камерную диафрагму для измерения расхода газа, устанавливаемую на участке газопровода после сепаратора или группы сепараторов;

е) автомат по отводу конденсата и воды и учету их количества, устанавливаемый непосредственно на сепараторе или отдельном водосборнике, соединенном с сепаратором;

ж) автомат для контроля подачи гликолей или метанола, закачиваемых перед штуцером для предупреждения гидратообразования после штуцера.

Расположение технологических аппаратов и трубопроводов сборных пунктов должно выполняться с учетом удобного наблюдения и обслуживания устанавливаемых на них контрольно-измерительных приборов (термометров, регуляторов и указателей уровня и др.).

§ 270. На газоконденсатных месторождениях, эксплуатирующихся без поддержания давления, для учета газа, контроля за количеством конденсата и воды, а также наблюдения за режимом работы (а в случае надобности изменения этого режима) в газоконденсатных скважинах, сгруппированных в отдельные сборные пункты, при обработке газа с помощью низкотемпературной сепарации необходимо предусматривать на каждую скважину:

а) сепаратор высокого давления, предназначенный для отделения капельной жидкости и, возможно, глинистого раствора, выносимых вместе с газом из скважины;

б) технические манометры для измерения давления до теплообменника (перед штуцером) и в низкотемпературном сепараторе;

в) теплообменники для предварительного снижения температуры газа, идущего со скважины в низкотемпературный сепаратор;

г) технические термометры для измерения температуры газа до теплообменника, после теплообменника (перед штуцером) и на выходе из низкотемпературного сепаратора;

д) автомат для подачи метанола или дозировочный насос для подачи гликолей до первого теплообменника или после него, в зависимости от принятой схемы низкотемпературной сепарации и температурного режима установки;

е) регулируемый штуцер, если давление газа в шлейфе превышает принятое давление в магистральном газопроводе,

ж) низкотемпературный сепаратор газа, рассчитанный на определенную производительность и давление;

з) камерную диафрагму для расходомера газа, устанавливаемую на линии газа, прошедшего низкотемпературный сепаратор или межтрубье одного или двух теплообменников в зависимости от принятой схемы низкотемпературной сепарации;

и) два автоматических отводчика жидкости, устанавливаемых на разделительной емкости, соединенной с низкотемпературным сепаратором; один из автоматических отводчиков служит для отвода и контроля количества конденсата, а другой — для отвода отработанного гликоля.

§ 271. Измерение дебита газа на высокодебитных газовых и газоконденсатных скважинах с неустойчивым режимом работы должно производиться непрерывно самопишущим прибором; контроль количества конденсата и воды должен осуществляться счетчиком конденсатоотводчика по циклам срабатывания или другими приборами, сигнализирующими об изменении количества жидкости.

§ 272. Учет газа, контроль за количеством конденсата и воды по каждой скважине группового пункта должен производиться с соответствующей записью в вахтенном журнале Время и продолжительность замеров устанав-

ливается в зависимости от особенностей эксплуатации скважин и залежей.

§ 273. При осуществлении комплексной автоматизации и телемеханизации газодобывающих промыслов измерение дебитов газа, контроль за количеством конденсата и воды должны осуществляться по правилам, приведенным в главе 38.

ГЛАВА 28

БОРЬБА С ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕМ

§ 274. Гидратами называются твердые кристаллические соединения, образованные природным газом с водой. Основными факторами, определяющими условия гидратообразования, являются давление газа, его температура и наличие воды.

§ 275. В промысловых условиях гидраты образуются: в стволах скважин, в фонтанной арматуре и обвязке, в шлейфах, в обвязке газосборных пунктов, в газосборных коллекторах и технологическом оборудовании.

Образующиеся гидраты, откладываясь внутри трубопроводов, фитингов, запорной и регулирующей аппаратуры и т. д., уменьшают проходное сечение вплоть до полной закупорки, что приводит к нарушению режима добычи и транспорта газа и даже к выводу из эксплуатации скважин, а также отдельных участков газосборной системы.

§ 276. Мероприятия по борьбе с гидратами делятся на:

а) мероприятия по предупреждению гидратообразования и

б) мероприятия по ликвидации образовавшихся гидратных отложений

В обоих случаях необходимые мероприятия должны основываться на тщательном изучении режима температуры, давления, а также состава газа (особенно содержания влаги, конденсата) на всем пути движения его от забоя до выхода с промысла.

§ 277. Предотвращение гидратообразования в стволах скважин должно осуществляться путем:

а) выбора соответствующего подземного оборудования скважины и установления надлежащего (оптимального) технологического режима работы скважины;

б) непрерывной или периодической подачи на забой антигидратных ингибиторов;

в) покрытия внутренней поверхности обсадной колонны и фонтанных труб веществами, которые препятствуют отложению гидратов (эпоксидными смолами, полимерными пленками и т. д.);

г) систематического удаления с забоя скапливающейся жидкости;

д) устранения причин, вызывающих пульсацию газа в стволе скважины;

е) создания теплоизолированных конструкций газовых скважин, т. е. конструкций, имеющих высокое термосопротивление.

§ 278. Ликвидация гидратных отложений в стволе скважин должна производиться:

а) продувкой газа в атмосферу с необходимой предварительной выдержкой скважины в закрытом состоянии с целью частичного разложения гидратов теплом окружающих пород;

б) циркуляцией антигидратного ингибитора по сифонным трубкам, спускаемым в скважину через сальниковое уплотнение на устье;

в) промывкой горячим солевым раствором под давлением.

§ 279. Предупреждение гидратообразования в фонтанной арматуре и обвязке скважин, а также в различных участках, узлах и звеньях системы сбора и транспорта газа может осуществляться при помощи следующих мероприятий, проводимых как в отдельности, так и в комплексе, в зависимости от конкретных условий:

а) обогрев отдельных узлов и участков для повышения температуры газа выше равновесной температуры возможного гидратообразования;

б) ввод в поток газа антигидратных ингибиторов, снижающих равновесную температуру гидратообразования.

В качестве антигидратных ингибиторов могут служить метанол, гликоли (этиленгликоль, диэтиленгликоль, триэтиленгликоль) и др.;

в) устранение резких перепадов давления (которые вызывают снижение температуры газа и образование гидратов), что достигается путем ликвидации утечек газа через сальники, через неплотности в арматуре и

использованием плавных переходов от одного диаметра к другому;

г) снижение давления в системе сбора и транспорта газа ниже равновесного давления гидратообразования;

д) уменьшение степени турбулентности потока газа с целью снижения интенсивности перемешивания газа и жидкости;

е) систематическое удаление жидкости, скапливающейся в пониженных местах системы сбора и внутрипромыслового транспорта газа, при помощи конденсатосборников или дренажных патрубков.

§ 280. Для ликвидации образовавшихся гидратных отложений в системе сбора и транспорта газа и в обвязке скважины могут применяться:

а) более интенсивный непосредственный наружный обогрев мест образования гидратов или подача горячего агента непосредственно на гидратную пробку,

б) разложение гидратов путем ввода большой порции антигидратного ингибитора;

в) разрушение гидратной пробки путем резкого одностороннего снижения давления (продувка в атмосферу);

г) разложение гидратов снижением давления с обеих сторон гидратной пробки с последующей продувкой в атмосферу;

д) прекращение подачи газа на определенный период времени, достаточный для разложения гидратов теплом окружающего грунта, с последующей продувкой в атмосферу.

§ 281. Если перепад давления в штуцере вызывает гидратообразование, то это явление должно быть предотвращено одним из следующих методов:

а) путем обогрева горячей жидкостью узла установки штуцера и выкидной линии от штуцера до конца участка, охлаждающегося в результате перепада давления в штуцере;

б) применением многоступенчатого штуцирования;

в) подачей антигидратных ингибиторов в выкидную линию непосредственно перед местом установки штуцера. Подача ингибитора должна осуществляться из сосуда высокого давления, расчетное рабочее давление которого должно быть выше максимального давления в скважине. Расход ингибитора должен автоматически регулироваться при помощи дозировочного насоса высокого

давления, регулировочного игольчатого вентиля и соответствующего автомата.

§ 282. В случае образования гидратов в теплообменниках необходимо повысить температуру охлаждающего газа до величины, превышающей равновесную температуру гидратообразования, или осуществить подачу ингибиторов в линию газа высокого давления.

ГЛАВА 29

БОРЬБА С КОРРОЗИЕЙ ВНУТРЕННЕЙ ПОВЕРХНОСТИ ПОДЗЕМНОГО И НАЗЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

§ 283. Основными агрессивными компонентами продукции скважин газовых и газоконденсатных месторождений, вызывающими коррозию внутренней поверхности оборудования, далее именуемую «внутренняя коррозия», являются кислые газы (сероводород и углекислота) в присутствии влаги, которая содержится в газожидкостном потоке в виде водного конденсата, смешанного в различном соотношении с пластовой водой. Усиливающую роль в процессе внутренней коррозии играют органические кислоты, которые могут присутствовать в продукции скважин в виде солей или в свободном виде. К числу органических кислот, наиболее часто встречающихся в скважинах газовых и газоконденсатных месторождений, в первую очередь относятся муравьиная, уксусная, пропионовая, щавелевая.

§ 284. Сероводород может вызвать серьезную прогрессирующую во времени коррозию уже при парциальном его абсолютном давлении 0,0015 *кГ/см*^{2} и выше, поэтому для обеспечения достаточного снижения коррозии следует при очистке газа стремиться к этой величине. Однако интенсивность сероводородной коррозии при данной концентрации H_2S может быть весьма различной, так как на процесс коррозии влияют и многие другие факторы.

§ 285. Присутствие углекислого газа считается бесспорно опасным, если его парциальное давление составляет 2 *кГ/см*^{2} и более, причем с повышением парциального давления скорость коррозии увеличивается.

При парциальном давлении CO_2 менее 0,5 *кГ/см*^{2} коррозии обычно не наблюдается. При парциальном дав-

лении CO_2 от 0,5 до 2 *кГ/см*^{2} коррозия возможна, но не обязательна.

§ 286. Интенсивность коррозии во многом зависит также от следующих факторов: химического состава водной и углеводородной жидких фаз потока, pH водной среды, количественного соотношения между водной и углеводородной жидкими фазами, давления и температуры газожидкостного потока, скорости его движения, величины и характера механических напряжений металла оборудования и др.

§ 287. Первые сведения о возможности развития внутренней коррозии скважин и оборудования необходимо получать при первичных испытаниях и исследованиях разведочных скважин, давших газ, путем отбора проб газа и жидкости и анализа их на количественное определение агрессивных компонентов, определения температуры и давления среды.

§ 288. Если анализами будет установлено наличие в газе опасных концентраций H_2S или CO_2, необходимо провести предварительные исследования по выяснению действительной коррозионной агрессивности газожидкостного потока.

Эти исследования должны быть выполнены разведочной организацией (или добывающим предприятием, которое будет вести разработку месторождения) по методике, описанной во «Временной инструкции по контролю коррозионной стойкости внутренней поверхности оборудования газовых и газоконденсатных месторождений».

§ 289. При установлении опасности развития коррозии следует немедленно организовать проведение специальных коррозионных исследований (с привлечением научно-исследовательских организаций) для выявления характера коррозионных процессов, разработки и выбора рациональных методов защиты от коррозии как всей системы оборудования промысла, так и отдельных ее элементов.

§ 290. Выбор способов защиты газопромыслового оборудования от коррозии должен решаться организацией, осуществляющей разработку и эксплуатацию месторождения, с привлечением соответствующих специализированных научно-исследовательских организаций. Выбор способов защиты от коррозии должен быть осуществлен в течение периода подготовки месторождения

к промышленной разработке (во время промышленной разведки месторождения и проведения опытной эксплуатации скважин).

§ 291. В качестве защитных мероприятий от внутренней коррозии подземного и наземного оборудования могут быть выбраны один или комбинация нескольких способов из числа известных в настоящее время:

а) использование ингибиторов коррозии;

б) изготовление оборудования из специальных коррозионностойких сталей;

в) применение защитных металлических и неметаллических покрытий.

§ 292. На месторождениях с высокой коррозионной агрессивностью продукции скважин необходимо в течение всего периода разработки и эксплуатации месторождений вести контроль за применением выбранных методов защиты, их эффективностью и состоянием скважин и промыслового оборудования.

Следует иметь в виду, что в процессе эксплуатации скважин многие факторы, влияющие на характер и распределение коррозии (температура, давление, дебит воды и углеводородного конденсата, их химические свойства и др.), могут изменяться, что в свою очередь может вызвать изменение характера распределения и интенсивности коррозии, а также повлиять на эффективность применяемых защитных мероприятий.

Контроль проводится согласно «Временной инструкции по контролю коррозионной стойкости внутренней поверхности оборудования газовых и газоконденсатных месторождений».

§ 293. Для своевременного обнаружения опасных коррозионных разрушений и предотвращения аварий на месторождениях, где отмечается высокая скорость коррозии, необходимо систематическое проведение периодических ревизий и профилактических ремонтов скважин и оборудования по графикам, утвержденным газопромысловым управлением. Сроки между двумя очередными ревизиями назначаются с учетом интенсивности коррозии, эффективности и надежности применяемых способов защиты от коррозии.

§ 294. Для проведения работ по осуществлению мероприятий по борьбе с коррозией и контролю эффектив-

ности этих мероприятий на промыслах, где отмечается интенсивная коррозия, создаются специальные бригады по борьбе с коррозией.

§ 295. На промыслах, для которых характерна интенсивная внутренняя коррозия оборудования, необходимо иметь специальные журналы, где регистрируются:

а) результаты систематических анализов газа, воды и углеводородного конденсата на содержание агрессивных компонентов;

б) сведения о коррозионных разрушениях, обнаруженных при осмотрах, ревизиях, профилактических и аварийных ремонтах скважин и оборудования с указанием места расположения прокоррозировавшего оборудования, условий его работы, срока службы, характера разрушения и других сведений согласно «Временной инструкции по контролю коррозионной стойкости внутренней поверхности оборудования газовых и газоконденсатных месторождений»;

в) сведения о проводимых мероприятиях с целью защиты скважин и оборудования от коррозии и результатах проверки эффективности этих мероприятий.

§ 296. Защита промысловых подземных трубопроводов от внешней коррозии проводится согласно «Правилам защиты подземных металлических сооружений от коррозии».

ГЛАВА 30

КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН. ПЕРЕВОД СКВАЖИН НА ВЫШЕЛЕЖАЩИЕ ГОРИЗОНТЫ

§ 297. Перевод скважин на вышележащие горизонты должен производиться в соответствии с действующим положением и инструкцией о порядке перевода нефтяных и газовых скважин на другие горизонты.

Перевод на вышележащие горизонты допускается:

а) при истощении в данной скважине эксплуатируемого газового горизонта;

б) при обводнении в данной скважине эксплуатируемого газового горизонта краевой или подошвенной водой;

в) если после проведения технических мероприятий в газовой скважине не удается получить промышленного

притока газа или же добиться нормальной эксплуатации;

г) при невозможности (по техническим причинам) эксплуатации скважиной нижележащего горизонта;

д) при отсутствии необходимости использования скважины в качестве наблюдательной или контрольной;

е) в случаях, предусмотренных в проекте разработки месторождения.

§ 298. Для оформления перевода скважины на вышележащий горизонт промысел должен представить вышестоящей газодобывающей организации документы, перечисленные в действующей инструкции о порядке перевода нефтяных и газовых скважин на другие горизонты.

§ 299. Газопромысловое управление составляет акт о переводе скважины, подписываемый начальником, главным геологом, главным инженером, и направляет на заключение в объединение. При положительном заключении объединения материалы о переводе скважины направляются в территориальные органы госгортехнадзора на согласование, после чего утверждаются руководством газодобывающего объединения (треста).

§ 300. В том случае, если перевод скважин на другие промышленные горизонты приведет к существенным изменениям в системе разработки, необходимо внести коррективы в проект разработки соответствующих горизонтов.

§ 301. Очистка забоев скважин от песчаных пробок и замена насосно-компрессорных труб относится к подземному ремонту скважин.

§ 302. До начала любых ремонтных работ в скважине необходимо разработать технический план ремонта. План работы составляется геологической службой промысла, подписывается старшим инженером и старшим геологом промысла, согласовывается с директором (заведующим) промысла, а если имеется цех капитального ремонта, то и с цехом капитального ремонта, и окончательно утверждается главным инженером и главным геологом газопромыслового управления.

§ 303. Выполнению ремонтных работ должно предшествовать обследование мест дефектов в колонне, подлежащих исправлению плоской или конусной печатью с промывкой.

Исправление смятой колонны производится посредством оправочных долот.

После окончания исправления колонны она должна быть проверена плоской печатью или шаблоном.

§ 304. На каждую скважину, сдаваемую промыслом в капитальный ремонт, промысел представляет цеху капитального ремонта (ЦКРС), помимо утвержденного плана, наряд-задание (заказ) по установленной форме с обязательным заполнением всех граф.

Наряд-задание подписывается заведующим и старшим геологом промысла.

§ 305. На основании наряд-задания ЦКРС составляет геолого-технический наряд на производство капитального ремонта с разработкой всего технологического процесса и всех расчетов.

Геолого-технический наряд для глубоких и сверхглубоких скважин утверждается руководством вышестоящей организации; во всех остальных случаях руководством ЦКРС.

§ 306. До начала ремонтно-изоляционных работ необходимо провести все подготовительные работы и опрессовать все соединения от заливочного агрегата до заливочной головки на давление, в 1,5 раза превышающее рабочее.

§ 307. Перед заливкой под давлением необходимо испытать скважину на степень поглощения.

§ 308. После цементирования каждая скважина должна подвергаться испытанию для проверки качества цементирования и герметичности колонны.

§ 309. В случае неудовлетворительного цементирования, выявленного испытанием, в скважине должны проводиться повторные работы с предварительным выяснением причин неудавшейся изоляции.

§ 310. Для цементирования скважин следует применять только цемент, предварительно испытанный лабораторией согласно инструкции и показавший удовлетворительные качества.

§ 311. В скважинах, переведенных на вышележащие горизонты, испытания на герметичность должны проводиться снижением уровня или способом опрессовок.

§ 312. Очистка забоев скважин от пробок может производиться продувкой в атмосферу до восстановления

рабочего дебита или промывкой со спуском насосно-компрессорных труб до проектного забоя скважины.

Чистка и промывка пробки на забое газовой или газоконденсатной скважины допускается только по специально разработанному плану и специализированной бригадой, проводящей спуско-подъемные операции.

ГЛАВА 31

КОНСЕРВАЦИЯ И ЛИКВИДАЦИЯ СКВАЖИН НА ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

§ 313. Консервация газовых и газоконденсатных скважин должна проводиться в строгом соответствии с действующим «Положением о порядке временной консервации нефтяных и газовых скважин».

§ 314. Консервация скважин должна осуществляться так, чтобы было возможно повторно ввести ее в эксплуатацию или выполнять в ней ремонтные и другие работы.

Работы по консервации проводятся в соответствии с действующей «Инструкцией по оборудованию устьев и стволов скважин при их ликвидации или консервации».

§ 315. Ликвидация газовых и газоконденсатных скважин осуществляется в строгом соответствии с действующим «Положением о порядке ликвидации нефтяных, газовых и других скважин и списания затрат на их сооружение».

§ 316. При ликвидации скважин должны быть выполнены все условия, обеспечивающие охрану недр, в соответствии с «Инструкцией по оборудованию устьев и стволов скважин при их ликвидации и консервации».

ГЛАВА 32

ВЕДЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН

§ 317. На каждую эксплуатационную скважину на промысле должно быть заведено дело, в котором должны храниться паспорт скважины, перечень протоколов, актов, предписаний, распоряжений, касающихся данной скважины, и первичные документы по скважине: акты, каротажные диаграммы, анализы газа, воды и т. д.

§ 318. Основными документами скважины являются ее паспорт и журнал по добыче газа, конденсата и воды. Паспорт хранится в деле скважины.

§ 319. Паспорт скважины составляется по утвержденной форме. Геологическая служба газодобывающего предприятия должна непрерывно пополнять паспорт новыми данными в течение всей жизни скважины.

§ 320. Журнал по добыче газа, конденсата и воды составляется по принятой форме и заполняется ежедневно. Журналы по добыче должны заполняться в геологическом отделе промысла.

§ 321. Первичными документами при эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин являются:

а) вахтенный журнал сборного пункта;

б) картограммы расходомеров по добыче газа;

в) описание работ, проведенных на скважине и не отраженных в вахтенном журнале оператора (по эксплуатации, а также по ремонту и смене наземного оборудования и контрольно-измерительных приборов);

г) акты о расходе газа при продувке скважины;

д) акты о производстве работ по подземному ремонту скважин;

е) результаты испытания скважин;

ж) сведения об отборе проб и результатах лабораторных анализов газа, конденсата и жидкости;

з) суточные рапорты и месячные отчеты по добыче газа;

и) акты замеров статических давлений с указанием типа манометра, результатов их проверки и условий замера;

к) результаты замера положения забоя и работ по его очистке.

РАЗДЕЛ VI

ОБУСТРОЙСТВО ГАЗОПРОМЫСЛОВ, СБОР И ПРОМЫСЛОВАЯ ОБРАБОТКА ГАЗА И КОНДЕНСАТА

ГЛАВА 33

ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ (СОДЕРЖАНИЕ) ПРОЕКТА ОБУСТРОЙСТВА ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ПРОМЫСЛОВ

§ 322. В основу проекта обустройства газопромыслов должны быть положены утвержденные проекты опытно-промышленной эксплуатации или проекты разработки газовых или газоконденсатных месторождений.

§ 323. При существенном изменении основных положений проекта опытно-промышленной эксплуатации или проекта разработки по данным, полученным в ходе разработки или доразведки месторождения, необходима корректировка проекта обустройства месторождения. Эти коррективы согласовывают с организацией, составившей проект.

§ 324. Проекты обустройства газовых и газоконденсатных промыслов должны быть согласованы с организацией, составившей проект опытно-промышленной эксплуатации или проект разработки месторождения, и утверждены в тех же инстанциях, что и указанные проекты.

§ 325. В проекте обустройства газопромысла должны быть даны наиболее эффективные и экономически целесообразные инженерно-технические и проектные решения следующего основного комплекса вопросов:

а) системы сбора и внутрипромыслового транспорта газа и конденсата;

б) технологические установки, оборудование и аппаратура по обработке газа (сепарации, очистке, осушке газа, борьбе с гидратообразованиями);

в) подготовки и обработки конденсата, использование его и транспорт к потребителям;

г) мероприятия и средства, необходимые для борьбы с коррозией оборудования;

д) мероприятия и средства, необходимые для обеспечения контроля и регулирования работы скважин, а

также текущего контроля за процессом разработки месторождения;

е) средства непрерывного и периодического контроля и учета добычи газа, конденсата, нефти (при наличии нефтяной оторочки) и воды по каждой скважине и промыслу в целом, а также определения кондиций обработанного газа (содержание в нем капельной взвеси конденсата, ингибиторов и пр.);

ж) средства общепромысловой телефонной связи, обеспечивающей необходимый оперативный взаимоконтроль и согласование работы всех основных и вспомогательных технологических установок, важнейших узлов промысловых коммуникаций, объектов и технологических агрегатов;

з) системы автоматики и телемеханики, включающие в себя средства местной автоматики, контроля и сигнализации технологических параметров, контроля работы и исправности технологической аппаратуры всех производственно-технологических установок, объектов и агрегатов газопромысла, включая транспорт газа, конденсата и средства централизованного контроля и управления, включая телемеханику;

и) механико-энергетическая и ремонтная база газопромысла;

к) компрессорное хозяйство и головные сооружения газопромысла; система промысловых газопроводов с указанием условий, определяющих качество выполнения работ и безопасности эксплуатации газопроводов;

л) водоснабжение, промысловая канализация, обработка и сброс отходящих, сточных вод газопромысла;

м) система диспетчерской службы газопромысла, обеспечивающая ритмичную работу всего газопромыслового хозяйства и аварийной службы;

н) автотракторное и дорожное хозяйство газопромысла;

о) производственные, административные и бытовые здания и помещения;

п) мероприятия и средства по технике безопасности, промсанитарии и по противопожарной безопасности в соответствии с действующими правилами и инструкциями.

§ 326. Весь комплекс газопромыслового хозяйства, включая коммуникации, связь, автоматику и телемехани-

ку, должен проектироваться и сооружаться с учетом:

а) специфических геолого-эксплуатационных особенностей месторождения (число залежей и объектов, глубина залегания, пластовое давление и температура, запасы газа и конденсата);

б) физико-химической и товарной характеристики газа каждого эксплуатационного объекта (газ «сухой», газ с содержанием конденсата, без или с наличием сероводорода, углекислого газа или с повышенным содержанием гелия);

в) климатических и орогидрогеографических условий;

г) направления использования газа и конденсата (газ как топливо или как сырье для химической промышленности);

д) характеристики основных потребителей;

е) условий транспорта газа и конденсата к ним.

§ 327. Если месторождение характеризуется наличием нескольких залежей, резко отличающихся по величине пластового давления или по химической характеристике газа, то в проекте обустройства должен быть тщательно проработан вопрос о раздельном сборе и транспорте газа, особенно, если имеются залежи с повышенным содержанием конденсата или гелия, сероводорода, углекислого газа и органических кислот. В последнем случае должен быть решен вопрос о необходимости проведения сероочистки газа или удаления углекислоты, а также должны быть предусмотрены мероприятия по борьбе с внутренней коррозией подземного и наземного оборудования, шлейфов и промысловых газопроводов.

§ 328. Если месторождение (или залежь) имеет нефтяную оторочку промышленного значения, которая подлежит разработке, то должен быть решен и вопрос об организации соответствующего нефтепромыслового хозяйства.

§ 329. Если эксплуатация скважин сопряжена с осуществлением солянокислотных обработок или гидроразрыва пласта, в проекте обустройства газопромысла должен быть проработан вопрос об организации специального хозяйства по интенсификации добычи газа.

§ 330. Проект обустройства газопромысла должен соответствовать существующим законоположениям об охране природы.

§ 331. Проектирование обустройства газового промысла возможно в две стадии:

а) одностадийное проектирование для мелких месторождений;

б) двухстадийное проектирование для средних, крупных, крупнейших и уникальных месторождений.

§ 332. Для группы месторождений, а также для крупнейших и уникальных месторождений, как правило, должна составляться генеральная схема обустройства промысла, на основании которой в дальнейшем разрабатываются проекты. Этапность проектирования устанавливается в зависимости от сложности и изученности месторождения.

ГЛАВА 34

СИСТЕМЫ СБОРА ГАЗА НА ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

§ 333. Системы сбора газа на газовых месторождениях состоят из следующих основных звеньев:

а) шлейфов, идущих от скважин до групповых пунктов сбора газа или до промысловых коллекторов (при индивидуальном сборе газа по каждой скважине, рассчитанном на соответствующее давление и пропускную способность);

б) газосборных промысловых коллекторов, имеющих различную форму расположения на месторождении и также рассчитанных на определенное давление и пропускную способность по газу;

в) индивидуальных или групповых пунктов сбора газа с технологическими установками по подготовке газа к транспорту.

§ 334. Для газовых и газоконденсатных месторождений, имеющих высокие пластовые давления, максимально допустимые рабочие давления в шлейфах рекомендуется принимать 200 $кГ/см^2$. Соответственно на это давление должны проектироваться и строиться технологические коммуникации от скважины до сборного пункта. При разработке месторождений с более высокими давлениями на устье необходимо предусматривать редуцирование давления газа до 200 $кГ/см^2$.

§ 335. В зависимости от конфигурации и размеров месторождений могут применяться различные формы

промысловых коллекторов, основными из которых являются: а) линейная, б) кольцевая, в) лучевая, г) смешанная и д) телескопическая.

§ 336. Система сбора газа должна обеспечивать:

а) маневренность;

б) бесперебойность подачи газа как дальним, так и местным потребителям;

в) удобство обслуживания газосборных сетей;

г) наименьшие затраты металла и денежных средств на ее сооружение и эксплуатацию;

д) минимальные потери давления;

е) обеспечение оптимальных режимов работы всех скважин, особенно в период компрессорной добычи газа.

§ 337. Для удобства подготовки газа к дальнему транспорту, сокращения расходов на обслуживание газовых скважин и широкого применения средств автоматизации рекомендуется применять групповую или централизованную систему сбора газа с лучевыми коллекторами, при этом штуцеры, сепараторы и счетчики газа переносятся на групповые или централизованные газосборные пункты, с которых осуществляются контроль и регулирование работы скважин.

§ 338. Число скважин, подключаемых через шлейфы к отдельным газосборным пунктам, должно определяться в зависимости от:

а) размера месторождения и конфигурации залежи, числа скважин и системы их расположения;

б) величины пластовых и устьевых давлений и температуры;

в) производительности скважин и фракционного состава газа;

г) технико-экономических показателей различных вариантов проекта сбора газа.

§ 339. Число групповых пунктов сбора газа для каждого вновь вводимого в эксплуатацию месторождения должно определяться технико-экономическими соображениями и технологическими расчетами с учетом безопасности ведения работ при аварийных случаях.

§ 340. Потери давления в шлейфах и промысловых коллекторах должны определяться в каждом отдельном случае на основе технико-экономических расчетов; эти расчеты должны проводиться как для начального (бес-

компрессорного), так и для компрессорного периодов разработки месторождения.

§ 341. Для наблюдения за режимами работы промысловых коллекторов и в особенности коллекторов кольцевой и смешанной системы в местах установок линейных задвижек (кранов) должны быть предусмотрены продувочные свечи с вмонтированными на них игольчатыми вентилями и муфтами для подсоединения образцовых манометров. Продувочные свечи должны устанавливаться и в других необходимых местах на промысловых газосборных сетях для обеспечения возможности продувки всех участков сети и сепараторов при ведении ремонтных работ.

§ 342. На одном и том же месторождении раздельный сбор газа по самостоятельным газосборным сетям должен осуществляться в следующих трех случаях:

а) когда одна группа продуктивных горизонтов заключает в себе «сухой» газ, а другая — газ с конденсатом, а также при наличии отдельных горизонтов, заключающих промышленное содержание гелия;

б) когда газ одной группы продуктивных горизонтов содержит в себе высокий процент коррозионных элементов, как-то: сероводород, углекислоту и органические кислоты;

в) когда газ продуктивных горизонтов имеет существенную разницу в величине пластовых давлений, обусловливающих возможность эффективного применения эжекторов или направления газа разного давления различным потребителям.

ГЛАВА 35

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ УСТАНОВКИ СБОРА И ПЕРВИЧНОЙ ОБРАБОТКИ ГАЗА НА ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ПРОМЫСЛАХ

§ 343. Природный газ, добываемый из скважин чисто газовых и газоконденсатных месторождений и обработанный на промысле, должен отвечать «Временным техническим условиям (ВТУ) на природные и попутные газы, предназначенные к транспорту по магистральным газопроводам».

§ 344. Для обработки газа газовых и газоконденсатных месторождений в настоящее время применяется

несколько разновидностей технологических установок, основными из которых являются:

а) установки низкотемпературной сепарации, работающие на холоде, получаемом за счет редуцирования газа высокого давления в штуцерах и предварительного охлаждения в рекуперативных теплообменниках перед дросселированием газа;

б) установки низкотемпературной сепарации, работающие на холоде, получаемом в специальных холодильных машинах;

в) установки абсорбционной (гликолевой) осушки газа;

г) установки адсорбции (короткоцикловые и длиннопикловые) для обезвоживания и отбензинивания газа в комплексе и без установок низкотемпературной сепарации на газовых и газоконденсатных месторождениях;

д) установки с вымораживателями, предназначенные в основном для газовых месторождений, расположенных в районах Крайнего Севера;

е) установки с рециркуляцией обезжиренного газа, применяемые для максимального извлечения конденсата из газа газоконденсатной залежи и поддержания постоянного пластового давления в этой залежи (сайклинг-процесс).

§ 345. Выбор типа технологической установки по обработке газа зависит от ряда факторов, главными из которых являются:

а) фракционный состав газа и особенно наличие или отсутствие в нем тяжелых углеводородов;

б) содержание в газе вредных компонентов, как-то: сероводород, углекислота и органические кислоты;

в) количество содержащейся в газе воды в начальный период и изменение ее в процессе разработки месторождения;

г) производительность скважин, давление и температура газа в пластовых условиях и на устье скважин;

д) климатические условия в районе данного месторождения.

§ 346. Для подготовки газа к дальнему транспорту чисто газовых месторождений, а также подготовки этого газа, идущего местным потребителям, требуется только обезвоживание этого газа с целью предотвращения гидратообразования как в промысловых газосборных сетях,

так и в магистральных газопроводах. Газ, подаваемый в города и другие населенные пункты, должен удовлетворять требованиям ГОСТ 5542—50 по содержанию вредных примесей кислорода, а также иметь ощутимый запах.

§ 347. Для подготовки конденсатного газа к транспорту необходимо наряду с обезвоживанием этого газа осуществлять извлечение конденсата на одной из технологических установок.

§ 348. Извлеченный конденсат должен использоваться как сырье для химической и нефтеперерабатывающей промышленности, а также как топливо.

§ 349. При наличии в газе агрессивных компонентов необходимо предусматривать строительство технологических установок по удалению этих компонентов со снижением их содержания до допустимых ГОСТом пределов и одновременно принимать меры по предохранению промыслового оборудования от коррозии.

ГЛАВА 36

СБОР, ТРАНСПОРТ И ОБРАБОТКА КОНДЕНСАТА НА ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

§ 350. При обустройстве газоконденсатных месторождений необходимо использовать современные технологические установки, обеспечивающие обезвоживание и отбензинивание его до точки росы —10—15° С, а для северных районов до температуры —40° С.

§ 351. При использовании любой технологической установки промысловый сбор конденсата должен осуществляться по герметичной системе конденсатопроводов с применением автоматических конденсатоотводчиков.

§ 352. Нестабильный конденсат, выделенный на установках подготовки газа, должен транспортироваться на газобензиновый завод по герметизированной системе конденсатопроводов с максимальным использованием давления системы.

§ 353. При необходимости стабилизации конденсата на промысле газ после стабилизации необходимо использовать как сырье для производства сжиженных газов и для химических заводов или направлять по газопроводам низкого давления на собственные нужды и газоснаб-

жение местных потребителей. Выветривание конденсата в атмосферу и сжигание в факелах запрещается.

§ 354. В зависимости от запасов газа газоконденсатного месторождения и количества конденсата, содержащегося в этом газе, в проекте обустройства каждого месторождения должны быть представлены технико-экономические расчеты о целесообразности переработки извлеченного из газа сжиженного продукта, а также строительства газобензинового завода.

§ 355. В проекте обустройства газоконденсатного месторождения должны быть представлены также технико-экономические расчеты о целесообразности строительства на промысле установки по переработке конденсата (КФУ — конденсато-фракционирующей установки).

§ 356. При проведении технико-экономических расчетов о целесообразности строительства на промысле КФУ должны быть рассмотрены варианты получения из конденсата не только моторных топлив, но также сырья для химической промышленности (пропилена, бутилена и др.).

§ 357. При отсутствии на промысле КФУ конденсат со стабилизационной установки должен по конденсатопроводам подаваться на сборный резервуарный пункт, а затем перевозиться на нефтеперегонные или химические заводы.

§ 358. Хранение и учет конденсата на резервуарном сборном пункте должны осуществляться в соответствии с «Правилами эксплуатации нефтебаз».

§ 359. В целях борьбы с потерями конденсата транспорт его от резервуарного сборного пункта до места переработки (ближайший нефтеперегонный завод) при помощи имеющихся транспортных средств — трубопроводы, железнодорожный, водный и автомобильный — должен осуществляться в герметизированном виде.

ГЛАВА 37

ОСУШКА ГАЗА И ОЧИСТКА ЕГО ОТ СЕРОВОДОРОДА И УГЛЕКИСЛОТЫ

§ 360. Осушку и очистку газа можно проводить непосредственно на промыслах или на головных сооружениях магистральных газопроводов.

Определение метода осушки и очистки газа, а также местоположения установок по осушке и очистке производится одновременно с разработкой проекта обустройства газовых месторождений и проекта головных сооружений и магистрального газопровода.

§ 361. Осушка газа должна осуществляться до такой степени, чтобы в газопроводе не происходило конденсации паров воды и образования кристаллогидратов. Точка росы осушенного газа для южных и средней полосы месторождений должна быть на 2—3° С ниже минимально возможной температуры газа в магистральном газопроводе при соответствующем давлении, а для месторождений Крайнего Севера —40° С, если в задании на проектирование не дано специальных повышенных требований.

§ 362. Очистка газа от сероводорода должна обеспечивать содержание его в газе для коммунально-бытового потребления согласно ГОСТ не более 2 *г* на 100 $м^3$, если в задании на проектирование не дано специальных повышенных требований.

§ 363. При парциальном давлении паров углекислоты в газе выше 2 $кГ/см^2$ предусматривается очистка газа. Способы удаления углекислоты определяются при проектировании технико-экономическими соображениями.

§ 364. В сероочистных установках природного газа должно быть предусмотрено необходимое оборудование для обезвреживания содержащегося в кислых газах сероводорода и по возможности получения товарной серы.

§ 365. При аварийных выбросах отходящих от сероочистки кислых газов должна быть установлена специальная свеча с приспособлением для зажигания и непрерывного сжигания отходящих газов. Доступ к свече должен быть закрыт ограждением. Свеча должна быть удалена от жилых зданий, предприятий, дорог и проездов. Высота свечи и ее местоположение должны определяться проектной организацией с учетом преимущественного направления ветров и согласовываться с соответствующими инспекциями.

§ 366. Для обслуживающего персонала установок по осушке и очистке газа эксплуатирующей организацией должны быть составлены технологические карты (регламент), рабочие инструкции по испытанию оборудования,

пуску, эксплуатации, ремонту, нормальной и аварийной остановкам.

§ 367. На каждой установке на видном и доступном месте должны быть вывешены:

а) технологическая схема установки, технологическая карта, схемы аппаратов и отдельных узлов с указанием запорной, регулирующей, предохранительной и прочей арматуры и контрольно-измерительных приборов;

б) правила пуска и остановки агрегатов, отдельных аппаратов, а также их нормального обслуживания;

в) правила остановки агрегатов при аварийном положении.

§ 368. Пуск установок по осушке и очистке газа в работу должен проводиться после проверки исправности всего оборудования, коммуникаций, контрольно-измерительных приборов, арматуры, а также после тщательной очистки, промывки и продувки аппаратуры и трубопроводов.

Пуск установок должен осуществляться в соответствии с технологической схемой: сначала при холодной циркуляции раствора, а затем с постоянным переходом к рабочим условиям эксплуатации.

§ 369. Во время пуска установки необходимо проверять исправность и герметичность всей аппаратуры, трубопроводов, контрольно-измерительных приборов, арматуры, а также состав растворов. При этом увеличение давления газа и жидкости в аппаратах и трубопроводах производится постепенно, при контроле прочности и плотности оборудования и коммуникации, что должно быть указано в рабочих инструкциях по пуску установок.

§ 370. В зимний период времени за аппаратами, трубопроводами, арматурой и КИП, находящимися на открытых площадках или в неотапливаемых помещениях, во избежание замерзания влаги и образования гидратов должно быть установлено тщательное наблюдение и приняты меры к отоплению особо охлаждаемых мест.

§ 371. При остановке установок осушки и очистки на длительное время должны быть приняты меры защиты аппаратов и трубопроводов от коррозии, от размораживания в зимний период, от образования взрыво- и пожароопасных смесей. При остановке зимой холодильников, теплообменников, коммуникаций и оборудования, где имеется опасность замерзания воды и растворов, необ-

ходимо освобождать их от жидкости во избежание замерзания, закупорки и повреждения.

§ 372. При эксплуатации установок по осушке и очистке газа, кроме основного оборудования, должны быть в исправном состоянии лестницы и площадки, обогревающие устройства и приспособления, рабочий инструмент, противопожарные, противогазовые и санитарно-медицинские средства.

§ 373. Весь персонал установок по осушке и очистке газа должен быть специально обучен работе на рабочих местах, а также уметь пользоваться противопожарными, противогазовыми и санитарно-медицинскими средствами и иметь соответствующее удостоверение.

§ 374. Контроль за качеством осушки и очистки газа должен осуществляться химической лабораторией и автоматически работающими газоанализаторами.

§ 375. Ремонтные работы на установках должны производиться при полном отключении и отсоединении заглушками ремонтируемого оборудования установки с соблюдением необходимых правил по технике безопасности, предусмотренных специальной инструкцией.

§ 376. Работа внутри абсорберов, десорберов, сепараторов и другой газовой аппаратуры должна выполняться при полном отключении и отсоединении заглушками аппаратов при соблюдении необходимых правил по технике безопасности, специальных инструкций и следующих условий:

а) работа внутри аппарата может проводиться только по специальному наряду-допуску, выдаваемому начальником цеха в присутствии инженерно-технического работника, ответственного за указанную работу;

б) перед работой внутри аппарата он должен быть подготовлен к работе: отглушен, пропарен, промыт, проветрен, в нем должны быть взяты анализы на отсутствие газа;

в) работу внутри аппарата должны выполнять два человека, один из которых является наблюдающим;

г) работающий внутри аппарата должен быть снабжен средствами индивидуальной защиты (фильтрующим, шланговым противогазом, кислородно-изолирующим прибором), спасательным поясом с прикрепленной к не-

му сигнально-спасательной веревкой, конец которой должен находиться у наблюдающего;

д) для освещения внутри аппарата должны применяться переносные светильники во взрывозащищенном исполнении с лампами напряжением не выше 12 *в*;

е) для работы внутри аппарата должен применяться инструмент, изготовленный из металла, не дающего при ударе искр.

§ 377. Порядок промывки, чистки и ремонта оборудования при наличии в нем пирофорных отложений должен быть определен специальной инструкцией, утвержденной вышестоящей организацией.

ГЛАВА 38
АВТОМАТИЗАЦИЯ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ПРОМЫСЛОВ

§ 378. На каждом газовом и газоконденсатном промысле должна осуществляться полная или частичная автоматизация, выполненная согласно проекту обустройства данного месторождения, с централизованным контролем и управлением технологических и вспомогательных объектов.

§ 379. Внедрение автоматики должно быть направлено на обеспечение надежной безаварийной работы технологических и вспомогательных объектов, повышение технологических и технико-экономических показателей. С этой целью комплексной автоматизации подлежат все основные и вспомогательные объекты промыслов газовых и газоконденсатных месторождений.

§ 380. На газовых и газоконденсатных промыслах в зависимости от конкретных условий может применяться как одноступенчатая, так и двухступенчатая структура контроля и управления технологическими процессами установок и объектов промысла:

а) при одноступенчатой структуре контроль и управление технологическим режимом по каждой скважине, газовым и конденсатосборным коллекторам, промысловым газораспределительным станциям, промысловым газосборным пунктам и другим объектам должны осуществляться с центрального диспетчерского пункта промысла;

б) при двухступенчатой структуре контроль и управление режимом работы каждой скважины, технологического процесса сборных пунктов и других самостоятельных объектов, а также вспомогательных объектов должны осуществляться со щита оператора объекта с передачей основных выходных технологических параметров на центральный диспетчерский пункт.

Примечание. В зависимости от степени автоматизации отдельных технологических объектов на промысле допускается применение комбинированной структуры управления.

§ 381. На групповых газосборных пунктах, промысловых газораспределительных станциях и головных сооружениях, входящих в состав газопромысла, должны автоматически измеряться и передаваться на центральный диспетчерский пункт следующие основные параметры:

а) давление и расход газа;

б) влагосодержание газа на выходе из ПГРС или головных сооружений;

в) расход и давление конденсата;

г) температура газа в низкотемпературном сепараторе.

§ 382. Все основные и вспомогательные технологические установки и объекты, групповые сборные пункты, котельные, промысловые газосборные пункты, промысловые и конденсатосборные коллекторы и другие объекты, входящие в состав промысла, должны быть автоматизированы:

а) средствами местной автоматики в объеме, обеспечивающем работу этих объектов без участия обслуживающего персонала;

б) средствами централизованного контроля и сигнализации в объеме, позволяющем оператору осуществлять оперативный контроль технологических параметров (давления, расхода, влагосодержания газа, уровня, температуры и др.) и вести контроль исправности средств автоматики и технологической аппаратуры промысла;

в) средствами управления и регулирования в объеме, обеспечивающем оперативное управление режимом добычи газа и конденсата, обработки газа, внутрипромыслового транспорта и подачи его в магистральные газопроводы;

г) средствами защитной автоматики, которой обеспечивается автоматическое отключение скважин и газосборных коллекторов в случае прорывов шлейфов и технологического оборудования.

§ 383. При одноступенчатой структуре контроля и управления все основные и вспомогательные технологические объекты на сборных пунктах и ПГРС должны быть телемеханизированы в объеме, позволяющем с диспетчерского пункта включать скважины и другие объекты, изменять режим их работы, судить о состоянии технологического режима и средств местной автоматики, осуществлять передачу на диспетчерский пункт сигналов о нарушении технологического режима и авариях, а также об отказе в работе средств местной автоматики.

§ 384. При двухступенчатой структуре управления групповые сборные пункты и ПГРС, технологические установки и другие самостоятельные объекты должны быть телемеханизированы в объеме, позволяющем с центрального диспетчерского пункта осуществлять контроль основных технологических параметров газа и конденсата, поступающих с этих установок и объектов в сборные коллекторы и к потребителям (влагосодержание газа, общий расход и давление конденсата и газа), обеспечивать подачу сигналов на центральный диспетчерский пункт о нарушении технологического режима добычи газа и конденсата как по отдельным групповым сборным пунктам, так и по промыслу в целом.

§ 385. Диспетчерский пункт газовых и газоконденсатных промыслов должен быть оборудован щитом диспетчера с мнемосхемой объектов всего промысла и пультом управления с системой обработки и регистрации необходимых технологических параметров.

Сигнализация нарушения технологического режима, неисправности канала связи, аппаратуры автоматики и телемеханики должна сопровождаться звуковым и световым мигающим сигналами, показывающими пункт аварии.

Аварийная сигнализация должна осуществляться общим звуковым сигналом и сигнальными лампами.

§ 386. Погрешность телеизмерений расхода и давления (включая погрешность первичного измерителя и телепередачи) не должна быть более 2%.

§ 387. Монтаж, наладка и эксплуатация аппаратуры КИП и автоматики на газовых и газоконденсатных промыслах, а также профилактический осмотр и ремонт указанной аппаратуры должны проводиться в соответствии с существующими нормами и инструкциями по эксплуатации этой аппаратуры.

§ 388. Вся аппаратура КИП, автоматики и телемеханики, устанавливаемая на объектах газовых и газоконденсатных промыслов, должна отвечать специфическим требованиям этих промыслов и существующим правилам и требованиям взрывобезопасности.

РАЗДЕЛ VII

ОХРАНА НЕДР ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

ГЛАВА 39

ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПО ОХРАНЕ НЕДР ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

§ 389. Задача охраны недр газовых и газоконденсатных месторождений состоит в предотвращении потерь газа, конденсата и пластовой энергии, а также сопутствующих полезных ископаемых, если они имеются. Эта задача должна решаться совокупностью организационных и геолого-технических мероприятий на всех этапах разведки и разработки месторождений.

§ 390. Всесторонняя охрана недр — одно из главных условий рациональной разведки и разработки любого газового и газоконденсатного месторождения и представляет собой обязанность коллектива каждого предприятия газовой промышленности, ведущего горные работы.

§ 391. Основными лицами, обязанными принимать и соблюдать все необходимые и достаточные меры по охране недр газовых и газоконденсатных месторождений, являются руководящие и инженерно-технические работники геологоразведочных и газодобывающих предприятий, непосредственно связанные с поисками, разведкой и разработкой газовых и газоконденсатных месторождений, проводящихся путем бурения, эксплуатации и

ликвидации скважин всех назначений на действующих разведках и промыслах.

§ 392. При бурении скважин на месторождении должна быть обеспечена надежная проходка скважин, перекрытие интервалов поглощений и обвалов, изоляция продуктивных горизонтов, нормальное вскрытие продуктивного пласта, качественное состояние технических и эксплуатационных колонн, прочное и герметичное крепление всех узлов и соединений в устьевой части скважин с целью создания условий бесперебойной работы скважины и предотвращения открытых фонтанов, перетоков и других аварийных газопроявлений.

§ 393. Разработка газовых и газоконденсатных месторождений может вестись только при условии надежного разобщения продуктивных пластов от водоносных. Необходимо принимать меры против обводнения продуктивных пластов в результате прорыва вод и в заколонном пространстве пробуренных скважин или вследствие неравномерного продвижения газо-водяного контакта.

Особое внимание должно быть обращено на предотвращение утечки газа из продуктивных пластов в результате межпластовых перетоков газа по стволам действующих и простаивающих газовых скважин. Нельзя допускать на промыслах длительного простоя вышедших из бурения газовых высоконапорных скважин. Если скважина эксплуатационного фонда временно бездействует, она должна быть заглушена в соответствии с положением о консервации скважин.

Отбор газа из скважин и поддержание депрессии при эксплуатации должны осуществляться с учетом сохранности призабойной зоны пласта при условии рационального использования пластовой энергии, обеспечивающего максимальное продление бескомпрессорного периода транспорта газа.

§ 394. Если в пределах разведываемой или разрабатываемой площади имеются другие полезные ископаемые, в том числе и нефть, работы, проводимые для получения газа и конденсата, должны осуществляться с учетом обеспечения надлежащей сохранности других полезных ископаемых.

В то же время поиски и эксплуатация каких-либо полезных ископаемых (в том числе и нефти) на площадях, где имеется газ, должны проводиться так, чтобы не

было нанесено ущерба надлежащей сохранности залежам газа и была бы обеспечена возможность доступа к этим залежам в соответствующее время.

§ 395. Для рационального использования пластовой энергии и наиболее полного извлечения конденсата при разработке газоконденсатных месторождений должны быть созданы условия планомерного и полного приобщения всей залежи для эксплуатации так, чтобы одновременно воздействие нагнетательных и эксплуатационных скважин на всю залежь целиком началось в возможно более ранний период разработки и продолжалось до полного истощения залежи.

§ 396. Процесс эксплуатации газоконденсатных месторождений должен вестись так, чтобы пластовое давление в зоне расположения эксплуатационных скважин было выше критического давления начала конденсации. В течение всего периода обратной закачки должен быть обеспечен контроль за установленным уровнем отбора газа из эксплуатационных скважин, а также осуществляться систематическое наблюдение за плотностью и фракционным составом извлекаемого газа.

ГЛАВА 40

ОХРАНА НЕДР ПРИ БУРЕНИИ РАЗВЕДОЧНЫХ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН НА ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

§ 397. При бурении скважин на газовых и газоконденсатных месторождениях должны быть приняты меры, обеспечивающие:

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

б) надежную изоляцию в пробуренных скважинах всех газоносных, нефтеносных и проницаемых пластов;

в) необходимую герметичность всех труб, спущенных в скважину, и высококачественное цементирование колонн.

§ 398. Все пласты с признаками газоносности, обнаруженные в процессе бурения скважин по данным отобранного керна, картожа, непосредственных газо- (неф-

те-) проявлений, должны быть тщательно изучены для определения возможного получения из них промышленных притоков газа или нефти.

§ 399. Вскрытие продуктивных и водоносных пластов во всех скважинах на газовых и газоконденсатных месторождениях, а также в разведочных скважинах на изученных площадях должно проводиться при наличии на устье противовыбросного оборудования в соответствии с требованиями «Единых технических правил ведения работ при бурении скважин» и «Инструкции по предупреждению открытого фонтанирования».

Удельный вес промывочной жидкости для вскрытия продуктивных пластов устанавливается в зависимости от пластового давления и глубины залегания пласта по тем же правилам. Схему противовыбросового устройства и число превентеров в каждом районе буровых работ администрация должна согласовать с территориальными органами госгортехнадзора.

§ 400. Перфорация и торпедирование скважин должны осуществляться в соответствии с «Едиными правилами безопасности при взрывных работах.

§ 401. После перфорации колонны противовыбросовая задвижка должна быть снята и установлена соответствующая фонтанная арматура, при наличии которой происходит освоение газовых скважин.

§ 402. Освоение газовых скважин производится путем замены промывочной жидкости на воду с последующей аэризацией. Вызов притока газа свабированием не разрешается.

§ 403. Разведочные скважины, показывающие при опробовании продуктивных пластов промышленный приток газа (нефти), впредь до ввода месторождения в разработку должны сохраняться в полном порядке. После проведения всех предусмотренных работ скважина, если не предполагается ее эксплуатация в течение ближайшего года, консервируется в соответствии с действующими положением и инструкцией.

§ 404. Газоносные и нефтеносные пласты, вскрытые скважинами, должны быть изолированы друг от друга и от других проницаемых пластов путем цементирования обсадных колонн.

Скважины, в которых не обнаружены объекты, подлежащие испытанию, должны быть ликвидированы пу-

тем заливки ствола скважины цементным или глинистым раствором до полного прекращения поглощения. Ликвидация скважины проводится в соответствии с действующими положением и инструкцией.

Фактическая ликвидация разведочных скважин осуществляется лишь после рассмотрения в установленном порядке всех материалов по ликвидации скважины, по плану, согласованному с местными органами госгортехнадзора.

§ 405. При последовательном опробовании в скважине нескольких продуктивных пластов по методу «снизу — вверх» каждый объект должен опробоваться отдельно. После опробования пласт изолируется посредством заливки цементного раствора (установка моста) или другого тампонажного материала. Проверка надежности цементного моста обязательна.

Примечание. Если при опробовании какого-либо пласта приток газа или жидкости не будет получен (объект исследования сухой), то специальная изоляция испытанного интервала может не проводиться.

ГЛАВА 41

ОХРАНА НЕДР ПРИ РАЗРАБОТКЕ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

§ 406. Разработка газового и газоконденсатного месторождения в целом и самостоятельной залежи или пласта в отдельности должна осуществляться по утвержденным проектам.

§ 407. При разработке самостоятельных пластов или эксплуатационных объектов на многопластовых месторождениях должны быть созданы условия, при которых разбуривание одного из пластов не могло бы причинить какого-либо ущерба другим пластам, намеченным к разбуриванию в более поздние сроки.

При первоочередном разбуривании нижних пластов должны быть предусмотрены все необходимые технические мероприятия, гарантирующие успешную проходку скважин через еще неразрабатываемые пласты: мероприятия, предотвращающие интенсивные газопроявления, выбросы и открытые фонтаны и обеспечивающие последующую нормальную разработку верхних пластов;

мероприятия, предотвращающие глинизацию и поглощение промывочной жидкости верхними продуктивными пластами.

Если вышележащие пласты разрабатываются, то при бурении скважин на нижележащие пласты должны осуществляться все необходимые технические мероприятия, предотвращающие уход промывочной жидкости в разрабатываемые пласты (объекты).

§ 408. Во избежание потерь конденсата при разработке газоконденсатных месторождений должны быть созданы условия, обеспечивающие наиболее полное извлечение конденсата из месторождения (залежей).

§ 409. Вопрос одновременной разработки газовой и нефтяной частей газоносного пласта с нефтяной оторочкой решается проектом разработки, утверждаемым в установленном порядке.

§ 410. Отборы газа и депрессия на пласт должны выбираться с непременным условием обеспечения сохранности скелета пласта, недопущения выпадения конденсата в пласте и подтягивания языков и конусов воды к забою действующих скважин.

§ 411. Контроль за правильностью эксплуатации газового и газоконденсатного месторождения должен основываться на регулярных наблюдениях, проводимых в соответствии с правилами разработки.

§ 412. При обнаружении в процессе эксплуатации в межколонном пространстве газовых скважин повышенного давления газа или газированной жидкости, а также при обнаружении грифонов около скважины следует выяснить причины указанных явлений и принять меры для их ликвидации.

§ 413. Эксплуатация дефектных скважин (с нарушенной герметичностью эксплуатационных колонн, фланцевых соединений и т. п.), не допускается.

§ 414. При обнаружении подземных утечек или интенсивных межпластовых перетоков газа при эксплуатации газовой скважины в последнюю должна быть закачана вода или глинистый раствор для последующего производства необходимых оздоровительных работ.

При невозможности устранения значительных подземных утечек и межпластовых перетоков газа скважина должна быть ликвидирована с соблюдением условий изоляции газоносных горизонтов. Ликвидировать такие

скважины необходимо в соответствии с положением о ликвидации скважин.

§ 415. В случае образования скоплений или залежей газа вторичного характера в верхних пластах в процессе разработки газового или газоконденсатного месторождения вследствие подземных утечек и межпластовых перетоков газа необходимо выявить источники питания таких скоплений и залежей и принять меры к локализации и предотвращению дальнейшего нарастания запасов газа в них.

Для ликвидации скоплений и залежей газа вторичного характера на разрабатываемых месторождениях, когда эти скопления и залежи угрожают нормальной деятельности газопромысла, следует дегазировать их посредством заложения контрольно-дренажных дегазационных скважин с выпуском газа через них до полного истощения указанных скоплений или залежей.

Дегазация залежи осуществляется на основании рекомендаций научно-исследовательских организаций, согласовывается с органами госгортехнадзора и утверждается вышестоящей газодобывающей организацией.

§ 416. Для контроля и своевременного выявления подземных утечек и межпластовых перетоков, действующих в первоначальный период, с самого начала разработки крупных и высоконапорных газовых и газоконденсатных месторождений одновременно с замерами пластового давления должны проводиться:

а) наблюдения за специально пробуренными или пригодными для этой цели скважинами, расположенными в присводовой части верхних водоносных горизонтов;

б) обследования всей площади месторождения для обнаружения газовыделений.

При обнаружении последних должны быть приняты меры для выявления и ликвидации источников подземных утечек и межпластовых перетоков газа.

§ 417. Для ослабления интенсивности межпластовых перетоков газа в заколонном пространстве в действующих газовых скважинах или для уменьшения активных газопроявлений аварийных газовых скважин в отдельных случаях на возможно близком расстоянии могут быть заложены разгрузочные эксплуатационные скважины. Основная задача этих скважин — временное создание максимально допустимых депрессий на пласт,

дегазируемый неисправной эксплуатационной или аварийной скважиной. После того, как разгрузочная скважина выполнила свое назначение, она переводится с форсированного режима эксплуатации на оптимальный или консервируется по усмотрению газодобывающего предприятия.

§ 418. По всем эксплуатируемым скважинам, которые вместе с газом дают конденсат и воду, должен вестись ежесуточный учет добычи газа, конденсата и воды. Последнюю необходимо систематически анализировать и результаты химических анализов по каждой скважине должны специально документироваться.

§ 419. В отношении каждой скважины, в которой обнаружены притоки воды, должна быть установлена степень возможного вредного влияния ее на какой-либо продуктивный газоносный пласт, и такая скважина должна быть взята на особый учет.

К таким скважинам относятся:

а) скважины, в той или иной степени обводненные в процессе эксплуатации, т. е. подтягивающие пластовые воды;

б) скважины, показавшие верхнюю или нижнюю воду при опробовании их после бурения или ремонта.

§ 420. В скважинах, поступление воды через которые в продуктивный пласт доказано непосредственными наблюдениями, немедленно после установления их вредного влияния должны быть произведены ремонтно-изоляционные, а в более тяжелых случаях изоляционно-ликвидационные работы.

Примечание. Изоляционно-ликвидационные работы — работы по изоляции агрессивного притока воды в данной скважине с последующей полной ликвидацией скважины.

ГЛАВА 42

ОХРАНА НЕДР ПРИ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ ГАЗА

§ 421. Основными критериями охраны недр при проведении любых способов увеличения производительности газовых скважин путем воздействия на призабойную зону продуктивного пласта являются:

а) гарантированная сохранность колонны обсадных

труб и цементного кольца вне пределов продуктивного пласта;

б) недопущение ненормально быстрого перемещения контура газ-вода в газовом или газоконденсатном пласте и контакта газ-нефть в газоносном пласте с оторочкой из-за опасности преждевременного образования языков и конусов воды (нефти).

§ 422. Запрещается проводить любые мероприятия по интенсификации добычи газа в скважинах, технически неисправных, в частности, при нарушенном цементном кольце за колонной, особенно, когда есть опасность возникновения или условия межпластовых перетоков газа в заколонном пространстве газовых скважин.

§ 423. Не допускается проводить мероприятия по интенсификации добычи газа:

а) в скважинах, расположенных вблизи контакта газ-вода (газ-нефть в газоносных пластах с оторочкой);

б) в скважинах, где раздел между газоносными и водоносными, газоносными и нефтеносными пластами невелик.

§ 424. Если до обработки призабойной зоны вынос породы и разрушение скелета пласта не наблюдались, а после обработки началось поступление породы пласта в скважину, необходимо прекратить или ограничить отбор газа из скважины и осуществить технические мероприятия для прекращения доступа породы пласта на забой скважины.

§ 425. Практическому осуществлению любого метода интенсификации добычи газа на каждом новом газовом или газоконденсатном месторождении должны предшествовать экспериментальные исследования процесса интенсификации с целью получения основных параметров процесса (давление, количество жидкости, темп операции и т. п.), соблюдение которых обеспечивает сохранность колонны и цементного кольца вне пределов продуктивного пласта в заколонном пространстве газовой скважины.

ГЛАВА 43
ОХРАНА НЕДР ПРИ КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН

§ 426. Наибольшую опасность при эксплуатации газоносных пластов представляют:

а) нерегулируемое обводнение пласта чужими водами (верхними или нижними), проникающими в пласт через скважины с неисправным или неправильно проведенным тампонажем (цементированием) и нарушенными эксплуатационными колоннами;

б) подземные утечки и неуправляемые межпластовые перетоки газа, вызванные недоброкачественным цементированием колонн и негерметичностью обсадных труб; межпластовые перетоки вызывают большие потери газа и ведут к аварийным газопроявлениям. Перетоки в значительных размерах могут происходить уже до начала эксплуатации месторождений. Поэтому все необходимые мероприятия по их предотвращению следует проводить в процессе разведки и первоначального разбуривания.

§ 427. Для всестороннего изучения водяных горизонтов, помимо наблюдения за водами, появившимися в эксплуатируемых скважинах, необходимо при ремонтах и изоляционных работах проводить специальные исследования в скважинах с целью точного установления:

а) места поступления воды путем специальных пробных откачек с отбором проб воды для химического анализа;

б) места притока вод через колонну при помощи резистивиметра и других средств;

в) места залегания пласта, дающего приток, при помощи электротермометра и других средств;

г) места залегания поглощающих пластов и др.

§ 428. Если в процессе эксплуатации месторождения появились признаки подземных утечек или межпластовых перетоков газа, то предприятие обязано установить, из какого пласта и по какой причине происходит неуправляемое движение газа. Одновременно с этим должен быть выяснен состав и свойства газа, его принадлежность к какому-либо продуктивному горизонту, дебиты утечек и направление перетока.

§ 429. Для детального выяснения характера, степени интенсивности и тенденции нарастания межпластовых перетоков газа предприятие должно вести тщательное наблюдение за всеми видами газопроявлений в скважинах и на промысловой территории в процессе разработки и эксплуатации газового и газоконденсатного месторождения.

§ 430. Если в скважине доказано бесспорное наличие подземных утечек и межпластовых перетоков газа, которые угрожают большими потерями газа и аварийными газопроявлениями, то в скважине должны быть произведены ремонтно-изоляционные или изоляционно-ликвидационные работы.

Одновременно с этим должна быть выяснена степень влияния данной скважины на соседние скважины и окружающую промысловую территорию в отношении загазованности последней.

При определении взаимовлияния между скважинами, эксплуатирующими разные продуктивные пласты, должны быть проведены технические мероприятия для изоляции взаимодействующих пластов.

§ 431. Если возможность вредного влияния зафиксированных межпластовых перетоков необольшой интенсивности в скважине не доказана, то вопрос о характере и плане оздоровительных работ по ней решается после дополнительного изучения тенденции начавшихся газопроявлений.

§ 432. О всех замеченных случаях влияния скважин-обводнительниц на другие соседние скважины и о скважинах с выявленными и нарастающими межпластовыми перетоками газа предприятие обязано сообщить в местные органы госгортехнадзора и согласовать с ними профилактические мероприятия (осуществление заливок под давлением или проведение каких-либо других мероприятий).

В таком же порядке принимаются мероприятия для скважин, которые оставлены в процессе бурения по аварийным причинам с незакрепленным стволом и в которых было открытое фонтанирование воды или газопроявление любой интенсивности.

§ 433. Лица, допускающие нарушение охраны недр при разведке и разработке газовых и газоконденсатных месторождений и настоящих правил, несут ответственность в установленном законном порядке.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие 3

Раздел I. Подготовка газовых и газоконденсатных месторождений к разработке

Глава 1. Классификация газовых и газоконденсатных месторождений (залежей) 5

Глава 2. Основные требования, предъявляемые к разведке газовых и газоконденсатных месторождений . . . 7

Глава 3. Геолого-промысловые исследования в разведочных скважинах, необходимые для получения исходных данных для проектирования опытно-промышленной эксплуатации и разработки газовых и газоконденсатных месторождений 8

Глава 4. Освоение и исследование газовых и газоконденсатных скважин 11

Глава 5. Гидрогеологические исследования 13

Глава 6. Опытно-промышленная эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений (залежей) . . . 14

Глава 7. Подсчет запасов газа и конденсата 18

Глава 8. Ввод газовых и газоконденсатных месторождений в промышленную разработку. Передача скважин в эксплуатацию 19

Раздел II. Разработка газовых и газоконденсатных месторождений

Глава 9. Порядок составления, утверждения и корректировки проектов разработки газовых и газоконденсатных месторождений 23

Глава 10. Основные положения (содержание) проекта разработки месторождения 25

Глава 11. Выделение объектов для совместной эксплуатации нескольких пластов на газовых и газоконденсатных месторождениях 28

Глава 12. Выбор метода разработки газоконденсатных месторождений . . . . . —

Глава 13. Основные этапы разработки газовых и газоконденсатных месторождений 30

Глава 14. Начальные и текущие дебиты, необходимое число и размещение скважин для обеспечения требуемого отбора газа 31

Глава 15. Контроль за текущей разработкой газовых и газоконденсатных месторождений 33
Глава 16. Приобщение газоносных горизонтов в процессе разработки месторождения 42

Раздел III. Бурение скважин

Глава 17. Общие положения по организации бурения газовых скважин 43

Раздел IV. Интенсификация добычи газа на газовых и газоконденсатных месторождениях

Глава 18. Вскрытие газоносного пласта 44
Глава 19. Кислотные обработки скважин 46
Глава 20. Гидравлический разрыв газового пласта . . 47
Глава 21. Гидропескоструйная перфорация 48
Глава 22. Укрепление призабойной зоны смолами в рыхлых газоносных коллекторах 49

Раздел V. Эксплуатация газовых и газоконденсатных скважин

Глава 23. Условия и способы эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин 51
Глава 24. Установление технологического режима работы газовых и газоконденсатных скважин 51
Глава 25. Наземное и подземное оборудование скважин, требования, предъявляемые к нему, и обслуживание этого оборудования 57
Глава 26. Оперативное наблюдение за работой эксплуатационных, наблюдательных и пьезометрических скважин газовых и газоконденсатных месторождений . . 60
Глава 27. Замер и учет добычи газа, конденсата и количества воды по скважинам 62
Глава 28. Борьба с гидратообразованием 65
Глава 29. Борьба с коррозией внутренней поверхности подземного и наземного оборудования 68
Глава 30. Капитальный ремонт газовых и газоконденсатных скважин. Перевод скважин на вышележащие горизонты 71
Глава 31. Консервация и ликвидация скважин на газовых и газоконденсатных месторождениях 74
Глава 32. Ведение технической документации при эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин . . . —

Раздел VI. Обустройство газопромыслов, сбор и промысловая обработка газа и конденсата

Глава 33. Основные положения (содержание) проекта обустройства газовых и газоконденсатных промыслов . . 76
Глава 34. Системы сбора газа на газовых месторождениях . 79
Глава 35. Технологические установки сбора и первичной обработки газа на газовых и газоконденсатных промыслах 81
Глава 36. Сбор, транспорт и обработка конденсата на газоконденсатных месторождениях 83

Глава 37. Осушка газа и очистка его от сероводорода и углекислоты 84
Глава 38. Автоматизация газовых и газоконденсатных промыслов 88

Раздел VII. Охрана недр газовых и газоконденсатных месторождений

Глава 39. Общие положения по охране недр газовых и газоконденсатных месторождений 91
Глава 40. Охрана недр при бурении разведочных и эксплуатационных скважин на газовых и газоконденсатных месторождениях 93
Глава 41. Охрана недр при разработке газовых и газоконденсатных месторождений 95
Глава 42. Охрана недр при интенсификации добычи газа . 98
Глава 43. Охрана недр при капитальном ремонте газовых и газоконденсатных скважин 99

ИСПРАВЛЕНИЕ

§ 348 (стр. 83) читать в следующей редакции.

§ 348. Извлеченный конденсат должен использоваться как сырье для химической и нефтеперерабатывающей промышленности.

Зак. 502а

gost.e-ecolog.ru