Согласованы

приказом Комитета

по государственному контролю за чрезвычайными ситуациями и промышленной безопасностью Республики Казахстан

от «20» августа 2008 года

№ 33

**Методические указания при разработке**

**газовых и газоконденсатных месторождений**

**Глава 1. Общие положения**

1. Настоящие методические указания устанавливают технические нормы носящие рекомендательный характер при разработке газовых и газоконденсатных месторождений.

2. Разработка газовых и газоконденсатных месторождений осуществляется в соответствии с утвержденными проектами разработки и обустройства промысла.

3.Основные положения проекта разработки подлежат обоснованию соответствующими газодинамическими и технико-экономическими расчетами.

4.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.

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

6. В проекте разработки следует учитывать все мероприятия, обеспечивающие максимально возможное извлечение газа, конденсата и сопутствующих компонентов, охрану недр.

7. Методические указания при разработке является основанием для составления проекта обустройства, который предусматривает сооружение объектов по сбору, очистке, транспорту и использованию газа, конденсата и попутных компонентов.

8. При разработке газоконденсатного месторождения, с поддержанием пластового давления, в проекте разработки следует решать и такие вопросы, как определение количества и системы расположения эксплуатационных и нагнетательных скважин, 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 2. Бурение скважин**

**Параграф 1. Общие положения по организации**

**бурения газовых скважин**

9. Бурение эксплуатационных скважин следует проводить в соответствии с требованиями «Единых технических правил ведения работ при бурении скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях», утвержденных заместителем министра геологии и охраны недр Республики Казахстан от 12 октября 1994 году и первым заместителем министра нефтяной и газовой промышленности Республики Казахстан от 10 ноября 1994 года.

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

**Параграф 2. Передача скважин в эксплуатацию**

11. Передача газовых и газоконденсатных скважин в эксплуатацию осуществляется комиссией в составе представителей передающей, принимающей сторон, уполномоченного органа в области промышленной безопасности и уполномоченного органа по использованию и охране недр.

12. Передача разведочной скважины в эксплуатацию оформляется соответствующим актом, в котором отражаются следующие данные:

1) 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;

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

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

4) плотность и химический состав законтурных вод продуктивных горизонтов;

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

6) результаты обработки данных исследований;

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

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

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

14. Эксплуатационная газовая скважина передается из бурения в эксплуатацию после ее освоения и отработки на факел в течение 72 часовпри условии герметичности колонн и устьевого оборудования. При необходимости срок отработки скважины на факел допускается увеличить по согласованию с территориальным подразделением уполномоченного органа. При наличии межколонного давления, как исключение, скважину допускается вводить в эксплуатацию при положительном заключении территориальных подразделений уполномоченного органа.

15. Перед передачей скважины в эксплуатацию исполнителю работ рекомендуется:

1) установить фонтанную арматуру, спустить в скважину фонтанные трубы;

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

16. До выполнения указанных выше работ ввод скважин в эксплуатацию не допускается.

17. Фактическая глубина пробуренной скважины определяется 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.

**Глава 3. Подготовка газовых и газоконденсатных**

**месторождений к разработке**

**Параграф 1. Классификация газовых и газоконденсатных месторождения (залежей)**

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

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

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

19. По числу продуктивных горизонтов (залежей) месторождения подразделяются на;

1) однопластовые;

2) многопластовые.

20. По числу объектов разработки месторождения подразделяются на;

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

2) многообъектные, когда выделяется несколько объектов разработки.

21. По наличию или отсутствию конденсата месторождения подразделяются на;

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

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

22. Газоконденсатные месторождения (залежи) по содержанию стабильного конденсата подразделяются на следующие группы:

1) I группа, с незначительным содержанием стабильного конденсата - до 10 см3/м3;

2) II группа, с малым содержанием - от 10 до 150 см3/м3;

3) III группа, с высоким

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.

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

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

2) с поддержанием пластового давления.

24. По наличию или отсутствию нефти в пласте газовые и газокоиденсатные залежи можно подразделить на группы:

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

2) залежи с нефтяной оторочкой промышленного значения.

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

1) низкодебитные - до 25 тыс. м3/сутки;

2) малодебитные - 25 - 100 тыс. м3/сутки;

3) среднедебитные - 100 - 500 тыс. м3/сутки;

4) высокодебитные - 500 - 1000 тыс. м3/сутки;

5) сверхвысокодебитные - свыше 1000 тыс. м3/сутки.

26. По величине начальных пластовых давлений выделяются залежи:

1) низкого давления - до 60 кг/см2;

2) среднего давления - от 60 до 100 кг/см2;

3) высокого давления - от 100 до 300 кг/см2;

4) сверхвысокого давления - свыше 300 кг/см2.

**Параграф 2. Разведка газовых и газоконденсатных месторождений**

27. Разведочные организации, независимо от ведомственной подчиненности, при разведке газовых и газоконденсатных месторождений следует 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.

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

29. Степень разведанности газовых и газоконденсатных месторождений, подлежащих промышленному освоению и опытно-промышленной эксплуатации, удовлетворяет соотношению категории запасов газа и конденсата, предусмотренному действующими нормами на момент подсчета запасов.

30. При разведке газовых и газоконденсатных месторождений (залежей) и подготовке их к разработке следует обеспечить:

1) доказатель наличия или отсутствия нефтяной оторочки промышленного значения;

2) проведение полноценных опробований и исследований по нескольким скважинам с целью получения основных параметров залежи;

3) определение основных параметров коллекторов, достаточно полно характеризующих продуктивные горизонты как по разрезу, так и по площади;

4) определение положения контактов газовых и газонефтяных залежей;

5) определение характерных структурных и геометрических особенностей строения залежи.

31. При разведке газовых и газоконденсатных месторождений требуемым условием является максимальное сокращение сроков разведки, получение соответствующих показателей для подготовки месторождений к опытно-промышленной эксплуатации и последующей передачи их в разработку, что обеспечивает:

1) 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;

2) выбором конструкции скважин, отвечающей требованиям их эксплуатации;

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

4) определением газо-водяного контакта расчетным путем;

5) осуществлением бурения скважин для доказательства отсутствия нефтяных оторочек промышленного значения;

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

**Параграф 3. Геолого-промысловые исследования в разведочных скважинах, для получения исходных данных на проектирование опытно-промышленной эксплуатации и разработки газовых и газоконденсатных месторождений**

32. По разведочным скважинам производится:

1) изучение литолого-стратиграфического разреза по керну, шламу, образцам, отобранным боковым грунтоносом, и комплексом геолого-геофизических исследований;

2) выявление в разрезе продуктивных горизонтов;

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

4) изучение покрышек;

5) определение начального положения газоводяного и газо-нефтяного (в нефтегазовых залежах) контактов;

6) определение продуктивности скважин.

33. С целью изучения данных для подсчетов запасов газа и проектирования разработки месторождения следует 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.

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

Проходка без каротажа, замера кривизны и азимута скважины не допускается более 200 м.

35. 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.

36. Во всех случаях после цементажа колонны следует определять высоту подъема цемента за колонной, качество цементажа цементомером или другими методами.

37. На каждой разведочной площади следует определить геотермический градиент в специально подготовленных для этого скважинах.

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

39. На скважинах, давших газ, проводится:

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

2) определение дебита газа и конденсата минимум на 5 - 7 режимах работы скважины;

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

4) снятие кривых стабилизации давления и кривой нарастания давления;

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

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

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

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

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

1) откачка воды до постоянства химического состава;

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

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

41. На скважинах с признаками нефти или давших нефть проводится комплекс исследований, предусмотренный требованиями разработки нефтяных месторождений.

42. Планы и сроки проведения исследований (опытная эксплуатация) по разведочным скважинам согласовываются с территориальными подразделениями уполномоченного органа в области промышленной безопасностью.

**Параграф 4. Освоение и исследование газовых и**

**газоконденсатных скважин**

43. В процессе проведения разведочного бурения следует обеспечить раздельное опробование всех выявленных и перспективных пластов (горизонтов).

44. Освоение газовых скважин допускается производить только при установке фонтанной арматуры соответствующего давления и обвязке выкидных манифольдов скважин, позволяющих производить требуемый отбор проб, замеры давления и температуры. Фонтанная арматура и система манифольдов следует закреплять и опрессовывать на полуторакратное ожидаемое устьевое давление.

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

46. 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:

1) I этап - освоение скважин при малых депрессиях;

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

47. В процессе исследования скважин следует:

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

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

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

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

5) изучить возможность перетоков газа в другие пласты, наличие межколонных пропусков газа;

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

7) выяснить условия разрушения призабойной зоны пласта;

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

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

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

48. На устье исследуемых скважин, на шлейфе, сепараторе и в отводящем газопроводе следует устанавливать образцовые манометры на соответствующее давление и врезаны карманы под термометры.

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

50. Следует периодически замерять забой скважины, следить за его состоянием.

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

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

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

1) количество выделяющегося в сепараторах конденсата (сырого и стабильного) в см3/м3газапри различных давлениях и температурах и его состав;

2) количество пропана, бутанов и жидких углеводородов (С5 + высш.), остающихся в растворенном состоянии в газе, выходящем из сепаратора, в зависимости от температуры и давления в сепараторе;

3) изотермы конденсации для пластового газа;

4) давление максимальной конденсации;

5) состав пластового газа и потенциальное содержание в нем жидких углеводородов (C5 + высш.);

6) фазовое состояние газоконденсатной системы в пласте;

7) давление начала конденсации в пласте;

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

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

54. 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.

55. При анализе свободных и растворенных газов следует определить содержание: метана и его гомологов до С6 включительно, водорода, азота, гелия, аргона, углекислого газа и сероводорода. Следует в обязательном порядке определять раздельно содержание углеводородов нормального и изомерного строения.

56. Содержание сероводорода и С02 в природном газе определяется непосредственно на скважине с точностью соответственно до 0,0001 и 0,01 % по объему.

**Параграф 5. Гидрогеологические исследования**

57. В процессе разведки следует изучить водоносные горизонты, с которыми связаны газовые и газоконденсатные залежи, и определить гидрогеологические параметры.

58. К наиболее важным гидрогеологическим параметрам продуктивных горизонтов, которые следует определять в процессе гидрогеологических исследований, относятся:

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

2) индикаторные характеристики по отдельным скважинам;

3) гидрохимические показатели - растворенные ионносолевые комплексы, их взаимосвязь со скоплениями углеводородов, с литологофациальными особенностями водовмещающих пород и гидродинамикой;

4) газонасыщенность и газовый состав подземных вод;

5) температурная характеристика.

59. Подготовку скважин, проведение и интерпретацию соответствующих исследований для определения указанных параметров осуществляют по методике гидрогеологических исследований, разработанной проектной организацией.

60. Основными объектами гидрогеологических исследований являются водоносные интервалы продуктивных скважин, законтурные скважины, давшие при испытании воду, 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.

61. Все разведочные скважины, в которых последним испытан водоносный интервал, следует оборудовать специальными головками, чтобы можно было провести в них дополнительные гидрогеологические исследования. Скважины не допускается ликвидировать.

**Параграф 6. Утверждение промышленных запасов в ГКЗ РК**

**по результатам геологоразведочных работ**

62. Запасы газа на месторождении, уровень извлекаемости газа подлежат государственной экспертизе и утверждению в Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых Республики Казахстан.

63. По результатам геологоразведочных работ, после эксплуатационного разбуривания месторождений по первому проектному документу на разработку (по технологической схеме разработки нефтяного месторождения и по проекту опытно-промышленной эксплуатации газового месторождения) и при изменении ранее утвержденных запасов более чем на 20 % производится утверждение запасов государственной экспертизой.

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

65. Государственной экспертизой с учетом заключений отраслевых ведомств утверждается конечный коэффициент извлечения газа по варианту, наиболее полно отвечающему технологическим, экономическим и экологическим требованиям.

66. Порядок утверждения запасов нефти, газа и газоконденсата регламентируется действующими нормами.

**Параграф 7. Опытно-промышленная эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождения (залежей)**

67. 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 соответствующих исходных данных для составления проекта разработки и проекта обустройства промысла.

68. До проведения опытно-промышленной эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений пробурить минимальное число разведочных скважин, обеспечивающих получение исходных данных, необходимых для составления проекта опытно-промышленной эксплуатации.

По этим скважинам:

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

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

3) изучен компонентный состав газа и конденсата;

4) определена газоконденсатная характеристика продуктивных горизонтов;

5) установлено отсутствие промышленной нефтяной оторочки;

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

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

1) установлено отсутствие нефтяной оторочки промышленного значения;

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

3) составлен и утвержден проект опытно-промышленной эксплуатации;

4) оформлен земельный отвод и получено разрешение от территориальных подразделений уполномоченного органа на производство работ;

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

6) решен вопрос сброса сточных промысловых вод.

70. Опытно-промышленная эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений (залежей) является первым этапом разработки газовых и газоконденсатных месторождений.

71. Срок опытно-промышленной эксплуатации определяется проектом.

72. Опытно-промышленная эксплуатация месторождений осуществляется разведочными и эксплуатационными скважинами. Местоположение последних следует выбирать с учетом будущей сетки разработки.

**Параграф 8. Пересчет запасов углеводородного сырья**

**по результатам ОПЭ**

73. Пересчет запасов газа и газоконденсата по результатам опытно-промышленной эксплуатации служит основанием для составления проекта разработки и ввода месторождений (залежей) в промышленную разработку, с утверждением запасов государственной экспертизой при изменении ранее утвержденных запасов более чем на 20 %; соотношение категорий запасов следует удовлетворять действующим нормами.

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

75. Объем геологоразведочных работ, промысловых и лабораторных исследований, требуемых для обоснования категорий запасов, порядок представления, содержания и оформления материалов по пересчету запасов газа и газоконденсата определяются по нормам, действующим на момент пересчета запасов.

76. Материалы по пересчету запасов газа и газоконденсата содержат все исходные данные, требуемые для проверки пересчета.

77. 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 C5 + высшие.

78. Коэффициент извлечения стабильного конденсата определяют научно-исследовательские организации.

79. Пересчет и учет запасов газа, газоконденсата, имеющих промышленное значение, на всех стадиях изученности производятся преимущественно объемным методом с привлечением, при необходимости и возможности, других известных и создаваемых методов.

80. При наличии данных пробной эксплуатации залежей газа небольших размеров оценка запасов газа на стадиях разведки осуществляется методом падения пластового давления, с целью определения масштаба запасов изучаемой залежки.

81. Пересчет и учет геологических запасов газа производятся после разбуривания залежей по первому проектному документу на разработку - по зонам с разным насыщением, по пропласткам каждого пласта, с выделением в пределах каждой из зон участков разной продуктивности.

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

83. Порядок пересчета, рассмотрения и утверждения запасов газа и газоконденсата регламентируется действующими нормами.

**Параграф 9. Ввод газовых и газоконденсатных**

**месторождения в промышленную разработку.**

**Передача скважин в эксплуатацию**

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

1) закончен комплекс геологоразведочных работ, определенный проектом разведки;

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

3) 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;

4) проведены исследования разведочных скважин;

5) составлен отчет о результатах разведочного бурения;

6) утверждены запасы;

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

8) оформлены горный и земельный отводы;

9) составлен проект обустройства, предусматривающий строительство добывающего предприятия;

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

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

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

86. Оформление ввода в разработку газовых и газоконденсатных месторождений осуществляется в соответствии с Требованиями разработки нефтяных и газовых месторождений Республики Казахстан, утвержденным постановлением Правительства Республики Казахстан от 18 июня 1996 года № 745.

87. Для получения горного отвода газодобывающие организаций представляют в уполномоченный орган по использованию и охране недрзаявку за подписью первого руководителя газодобывающего предприятия.

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

1) наименование и адрес газодобывающей организации;

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

3) наименование месторождения;

4) местоположение горного отвода и его площадь;

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

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

7) обоснование необходимости отвода и границ испрашиваемого отвода;

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

9) сведения о горных отводах смежных предприятий;

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

11) соображения о комплексной добыче наличных полезных ископаемых.

89. Ввод в разработку газовой или газоконденсатной залежи при наличии нефтяной оторочки рассматривается с учетом конкретных условий данного месторождения и на основании контракта.

90. Для передачи месторождения в разработку создается комиссия из представителей передающей и принимающей сторон, представителя территориального подразделения уполномоченного органа, которая оформляет актом передачу и приемку материалов по разведанному месторождению.

91. Уполномоченный орган не вправе требовать, а подрядчик не вправе начинать добычу природного газа до заключения сделок по поставке природного газа с обнаруженного месторождения.

**Глава 4. Разработка газовых и газоконденсатных месторождений**

**Параграф 1. Порядок составления, утверждения и**

**корректировка проектов разработки газовых и газоконденсатных месторождений**

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

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

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

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

93. Для проведения опытно-промышленной эксплуатации недропользователи имеют лицензии на добычу нефти.

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

95. Данный проект составляется проектной организацией имеющей соответствующий опыт по выполнению таких работ и лицензию на право проектирования разработки газовых и газоконденсатных месторождений, и согласовывается с уполномоченными органами.

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

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

2) утвержден в установленном порядке проект опытно-промышленной эксплуатации;

3) получены горный и земельный отводы;

4) построены необходимые промысловые сооружения;

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

**Параграф 2. Проект**

**опытно-промышленной эксплуатации**

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

98. Данный проект состоит из следующих разделов:

1) I раздел «Геолого-промысловые данные» включает:

краткие сведения о геологической изученности;

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

результаты опробования и исследования разведочных скважин;

данные по составу газа и конденсата;

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

расчет допустимых рабочих дебитов скважин;

рекомендации по доразведке месторождений;

2) II раздел «Основные показатели проведения опытно-промышленной эксплуатации» включает:

выбор системы разработки;

выбор технологического режима работы скважин;

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

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

рекомендации по конструкциям эксплуатационных скважин;

рекомендации по вскрытию продуктивных горизонтов и интенсификации добычи газа;

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

предложения по транспорту газа и его возможным потребителям;

3) III раздел «Технико-экономические расчеты» включает:

расчет необходимых инвестиций для освоения месторождений;

расходы на опытно-промышленную эксплуатацию месторождений;

налоги и другие платежи;

расчет дохода и прибыли от опытно-промышленной эксплуатации;

4) IV раздел «Программа и объем исследований» включает положения, предусмотренные разделом 4.3 ЕПР;

5) V раздел «Охрана недр и окружающей среды» включает положения, предусмотренные разделом 6 ЕПР;

6) VI раздел «Графические приложения» включает:

обзорные карты;

структурные карты по продуктивным горизонтам, вводимым в опытно-промышленную эксплуатацию с нанесением проектируемых эксплуатационных и пробуренных разведочных скважин;

геолого-геофизический разрез и профили.

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

100. Контроль за ходом выполнения данного проекта осуществляется, как правило, организацией, выполнившей проект. Если возникают причины, в связи с которыми выполнение контроля этой организацией считается невозможным, то орган, утвердивший проект, определяет иной порядок контроля. Недропользователи представляют контролирующей организации все необходимые материалы для разработки.

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

102. Организация, осуществляющая контроль, в случае серьезных необоснованных нарушений недропользователями данного проекта следует поставить в известность соответствующий орган, утвердивший этот проект.

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

**Параграф 3. Основные положения (содержание) проекта промышленной разработки** газовых и газоконденсатных **месторождений**

104. Проекты промышленной разработки газовых и газоконденсатных месторождений составляются на весь срок разработки месторождений и должны охватывать все основные продуктивные горизонты. Если на месторождениях имеются второстепенные залежи, запасы которых определены с малой степенью достоверности и характеризуются большей долей запасов категории С 2 (свыше 70 %) в общем объеме запасов залежи, то для них могут при экономической целесообразности одновременно с проектом разработки основных объектов составляться проекты опытно-промышленной эксплуатации.

105. В проекте промышленной разработки газовых и газоконденсатных месторождений следует давать комплексное решение основных технологических и технико-экономических вопросов, связанных с максимальным извлечением и использованием газа, конденсата и попутных компонентов.

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

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

108. Для проведения промышленной разработки недропользователи следует иметь лицензии на добычу нефти.

109. Проект промышленной разработки газовых и газоконденсатных месторождений составляется организацией имеющей соответствующий опыт по выполнению таких работ и лицензию на осуществление деятельности по составлению проектов разработки месторождений.

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

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

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

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

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

3) утвержден в установленном порядке проект промышленной разработки газовых и газоконденсатных месторождений;

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

111. Проект промышленной разработки газовых и газоконденсатных месторождений охватывает время, на которое выдана лицензия, если за этот период будет добыто 90 % от извлекаемых запасов, если добыча составляет меньшую величину, то расчет ведется до достижения 90 % отбора.

112. Данный проект состоит из следующих разделов:

1) I раздел «Исходные геолого-промысловые данные» включает:

краткие сведения о геологической изученности;

краткие сведения о стратиграфии, тектонике и характеристике продуктивных горизонтов;

результаты опытно-промышленной эксплуатации, если она не проводилась, то результаты опробования и исследования разведочных скважин;

данные по составу газа и конденсата;

сведения о запасах газа, конденсата и других компонентах, содержащихся в газе;

гидрогеологическую характеристику и возможный режим работы залежей;

задачи уточнения геологического строения месторождения в процессе эксплуатационного разбуривания, а в случае необходимости решение этих задач бурением разведочных скважин и проведением сейсмической съемки;

2) II раздел «Основные показатели проведения промышленной разработки» включает:

обоснование и выбор системы разработки месторождений;

расчет добычи газа, полезных и сопутствующих компонентов по годам при различных вариантах разработки и эксплуатации скважин;

расчет газоконденсатоотдачи;

выбор технологических режимов работы скважин;

определение необходимого числа эксплуатационных, резервных, наблюдательных, пьезометрических, нагнетательных скважин, сроков разбуривания. Расчет ведется по каждому объекту разбуривания и месторождению в целом, рассматривается вопрос и принимается решение по бурению горизонтальных скважин;

выбор системы расположения, порядка и последовательности бурения и ввода в действие всего фонда скважин: эксплуатационных, резервных, наблюдательных и пьезометрических;

рекомендации по конструкциям скважин;

рекомендации по вскрытию продуктивных горизонтов и интенсификации добычи газа;

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

предложения по транспорту газа и его возможным потребителям;

предложения по комплексному использованию полезных и попутных компонентов, содержащихся в газе;

3) III раздел «Технико-экономические расчеты» включает:

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

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

налоги и другие платежи;

расчет дохода и прибыли на весь проектируемый период разработки газовых и газоконденсатных месторождений;

4) IV раздел «Программа и объем исследований» включает положения, предусмотренные разделом 4.3 ЕПР;

5) V раздел «Охрана недр и окружающей среды» включает положения, предусмотренные разделом 6 ЕПР;

6) VI раздел «Графические приложения» включает:

обзорные карты;

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

геолого-геофизический разрез и профили;

карты разработки по вариантам;

принципиальную схему промысловой обработки газа и конденсата;

принципиальную схему газосборных сетей с местоположением наземных сооружений.

113. Проект промышленной разработки газовых и газоконденсатных месторождений согласовывается с уполномоченными органами.

114. Контроль за ходом его выполнения осуществляется, как правило, организацией, выполнившей проект. Если возникают причины, в связи с которыми выполнение контроля этой организацией считается невозможным, то орган, утвердивший проект, определяет иной порядок контроля. Недропользователь представляет контролирующей организации все необходимые материалы.

115. Проект промышленной разработки газовых и газоконденсатных месторождений после его утверждения в установленном порядке является основным документом, на основании которого осуществляется эта разработка.

116. Организация, осуществляющая контроль, в случаях серьезных необоснованных нарушений проекта недропользователем ставит в известность соответствующий орган, утвердивший этот проект.

117. К. началу осуществления проекта промышленной разработки газовых и газоконденсатных месторождений, содержащих сероводород и сероорганику, следует решить все вопросы сероочистки или экологически безопасного использования этих газов.

118. Также к началу осуществления данного проекта следует определить целесообразность и направление использования этана, пропан - бутана, двуокиси углерода, гелия и других компонентов природного газа.

119. При низких содержаниях конденсата (менее 5 г/м3) следует решить вопрос целесообразности его утилизации на промысле.

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

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

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

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

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

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

122. Если газоконденсатная залежь имеет нефтяную оторочку промышленного значения и высокую нефтенасыщенность газоносной части пласта, то следует рассмотреть вариант разработки нефтяной оторочки в сочетании с технологией воздействия на пласт, при которой извлечение нефти будет осуществляться попутно с газом в газовых шапках.

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

124. Главным этапом проектирования разработки месторождений следует считать основной проект разработки, который составляется на период, охватывающий освоение не менее 50 % промышленных утвержденных запасов газа и конденсата. На этом этапе проектирования следует дать оценку эффективности проекта, то есть оценить все выгоды и затраты по нему. Для этого в мировой практике используют метод проектного анализа, который является инструментом принятия разумных решений по рациональному освоению природных ресурсов страны. С помощью этого метода рассчитывается ценность проекта, которая определяется в общем виде разностью положительных результатов или выгод и отрицательных результатов или затрат.

125. При отборе свыше 50 % от первоначальных запасов и при переходе месторождения в стадию падающей добычи следует составить проект доразработки месторождения, требования к которому практически совпадают с требованиями проекта промышленной разработки.

126. При составлении проекта доразработки рассматриваются возможности превращения месторождения в подземное хранилище газа или месторождение-регулятор, если существует такая необходимость в связи с сезонным неравномерным потреблением газа.

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

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

129. Финансовый раздел определяет рыночную эффективность рассматриваемого объекта, при этом непосредственно используются рыночные цены на производимую продукцию и услуги, реальные источники финансирования и процентные ставки по ним, действующая система налогообложения и ее параметры.

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

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

132. Финансовый раздел проекта носит комплексный характер и включает:

1) оценку финансовой рентабельности проекта или эффективности инвестиций;

2) анализ потребностей в финансировании, разработку финансового плана;

3) финансовый анализ реализующей проект организации.

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

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

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

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

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

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

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

140. Эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений следует производить в соответствии с Декларацией безопасности промышленного объекта.

141. Декларация безопасности промышленного объекта разрабатывается в составе проекта разработки.

**Параграф 4. Выделение объектов для совместной эксплуатации нескольких пластов на газовых и газоконденсатных месторождениях**

142. Разработка многопластовых газовых и газоконденсатных месторождений может осуществляться:

1) раздельной эксплуатацией каждого пласта самостоятельной сеткой скважин;

2) одновременной и совместной эксплуатацией нескольких пластов в одной скважине:

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

143. При организации эксплуатации многопластовых месторождений следует учитывать весь комплекс геолого-технических показателей, технические и экономические условия отбора газа, конденсата и сопутствующих компонентов из отдельных пластов.

144. 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.

145. При объединении пластов для совместной эксплуатации следует решить 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 так далее.

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

**Параграф 5. Выбор метода разработки**

**газоконденсатных месторождений**

147. При разработке газоконденсатных месторождений (залежей) осуществляют два основных метода, применяемых в зависимости от содержания тяжелых углеводородов (С5Н12 + ВЫСЩ.), величины запасов газа и конденсата, особенностей геологического строения и условий эксплуатации залежи:

1) метод разработки на истощение, то есть без поддержания пластового давления;

2) метод разработки с поддержанием пластового давления.

148. Выбор метода разработки газоконденсатного месторождения определяется в каждом случае на основе гидродинамических, термодинамических и технико-экономических расчетов.

149. Проведению технико-экономических расчетов, связанных с выбором метода разработки газоконденсатных месторождений, предшествует определение таких основных исходных технологических параметров, как:

1) величина начальных запасов газа, стабильного конденсата (С5 Н12 + высшие) и сжиженных газов;

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

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

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

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

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

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

150. При любом методе разработки газоконденсатного месторождения система сбора, сепарации и обработки газа обеспечивает возможность наиболее полного улавливания конденсата и других компонентов из добываемого газа при наиболее рентабельных экономических показателях.

**Параграф 6. Основные этапы разработки газовых и газоконденсатных месторождений**

151. Разработка газовых месторождений характеризуется тремя последовательно сменяющимися периодами эксплуатации:опытно-промышленным периодом эксплуатации, промышленным периодом эксплуатации и доразработкой месторождения.

152. 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, экономически обосновывается коэффициент извлечения газа и конденсата при достигнутом уровне техники и технологии в данный период.

153. 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.

**Параграф 7. Начальные и текущие дебиты,**

**необходимое число и размещение скважин для обеспечения требуемого отбора газа**

154. 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.

155. 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:

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

2) подтягивания конусов и языков обводнения к забою скважины;

3) 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.

156. Изменение рабочих дебитов существующих и проектных эксплуатационных скважин во времени в пределах годового отбора, предусмотренного проектом разработки, определяется согласно принятому технологическому режиму с учетом изменения пластового давления во времени, а также изменения условий эксплуатации месторождения.

157. 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 покрыл; сезонной неравномерности подачи газа в течение года*.*

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

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

160. Число и расположение наблюдательных и пьезометрических скважин определяется проектом.

161. Если по условиям газопотреблеиия 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 газодобывающей организации 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.

162. Соответственно этому следует изменить 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 утверждаются вышестоящей организацией.

163. 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 следует согласовать с проектной организацией.

164. Изменение числа эксплуатационных газовых скважин против проекта следует согласовать с организацией, составившей и утвердившей проект разработки, с организацией, ведущей наблюдение за процессом разработки.

**Параграф 8. Контроль за текущей разработкой газовых и газоконденсатных месторождений**

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

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

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

168. На основании результатов исследований определяются и периодически уточняются:

1) режим работы залежи и ее температурный режим;

2) начальные и текущие запасы газа, конденсата, нефти;

3) распределение давления по залежи;

4) взаимодействие отдельных участков залежи;

5) интенсивность и характер продвижения воды (нефти) на различных участках залежи;

6) газоотдающие интервалы с оценкой их дифференциальных дебитов;

7) охват запасов разработкой;

8) выявление возможных заколонных перетоков.

169. Измерения статических давлений проводятся периодически по всему фонду скважин. В первый период разработки их следует проводить не реже одного раза в квартал, постепенно изменяя периодичность до одного года на завершающих стадиях разработки.

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

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

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

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

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

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

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

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

178. Для крупных месторождений желательно иметь в удалении от них на несколько километров ряд пьезометрических скважин для наблюдения за интенсивностью падения давления в законтурной, удаленной от месторождений области пласта.

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

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

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

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

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

184. Учет добычи газа отражает не только добычу утилизированного газа, но и потери его при исследованиях скважин, различных продувках, при аварийном фонтанировании. Эти и другие возможные потери обязательно следует отражать в балансе запасов, выполняемых недропользователями.

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

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

187. С той же периодичностью определяются основные физико-химические свойства стабильного конденсата для получения графической зависимости: пластовое давление - удельный и молекулярный вес конденсата.

188. Организация, осуществляющая контроль за промышленной разработкой, проводит постоянный анализ состояния разработки, сравнивать полученные фактические результаты с проектными и вносить соответствующие коррективы в планы контроля за промышленной разработкой.

189. Для оценки эффективности инвестиций в освоение газовых и газоконденсатных месторождений составляются инвестиционные проекты разработки газовых и газоконденсатных месторождений, представляющие собой план или программу вложения капитала с целью последующего получения дохода и прибыли. Формы и содержание данных проектов разработки могут быть самыми разнообразными: от проекта освоения новых ресурсов до проекта доразработки месторождений.

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

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

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

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

194. Эксплуатационный период включает проблемы, связанные с работой оборудования, формированием совокупных издержек производства.

**Параграф 9. Особенности контроля**

**за разработкой газоконденсатных месторождений**

195. Контроль за разработкой газоконденсатных месторождений предусматривает проведение всех мероприятий, указанных выше для газовых месторождений. Наряду с этим на газоконденсатных месторождениях следует проводить дополнительные мероприятия.

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

197. Статическое пластовое и забойное давления следует проверять при помощи глубинных манометров.

198. Два раза в год должны проводиться исследования каждой скважины на определение содержания конденсата, выражаемого в см³/м³, при рабочих условиях, в том числе в низкотемпературном сепараторе. При этом определяется содержание как сырого, так и стабильного конденсата.

199. Два раза в год следует определять также состав газа, поступающего из каждой эксплуатационной скважины. Полученные при исследовании скважин данные о значении газоконденсатного фактора и состава газа, поступающего на промысловую обработку, заносится в дело скважины.

200. На основе данных, полученных при исследовании всех эксплуатационных скважин, графически выражается зависимость: пластовое давление - 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 см³/м³ для сырого и стабильного конденсата при рабочих условиях в сепараторе).

201. Не реже двух раз в год определяются 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.

202. При разработке газоконденсатного месторождения с поддержанием пластового давления закачкой сухого газа в пласт проводятся исследования и контролируются следующие параметры:

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

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

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

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

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

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

7) текущее пластовое давление в залежи (поквартально);

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

203. По нагнетательным скважинам следует периодически проводить определение их удельной приемистости, то есть количество поглощаемого рабочего агента на 1 м эффективной мощности и на 1 кг/см2 избыточного над пластовым давления.

При снижении удельной приемистости осуществляются соответствующие мероприятия по ее восстановлению.

**Параграф 10. Приобщение газоносных горизонтов**

**в процессе разработки месторождения**

204. Приобщение газоносных горизонтов в процессе разработки месторождения (залежи) производится в соответствии с действующей требований:

1) объединением горизонтов в один эксплуатационный объект;

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

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

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

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

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

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

207. До приобщения нового продуктивного горизонта на скважине следует провести ряд специальных исследований:

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

2) методом восстановления пластового давления;

3) измерение пластового давления и температуры приобщаемого пласта;

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

208. На основании данных предшествующей эксплуатации скважины и результатов проведенных исследований составляется соответствующая записка, в которой обосновывается целесообразность приобщения нового пласта.

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

**Глава 5. Интенсификация добычи газа на газовых и газоконденсатных месторождениях**

210. Вскрытие газоносного пласта сопровождается применением соответствующих методов интенсификации, в зависимости от характера эксплуатационного объекта.

211. 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.

212. Метод интенсификации осуществляется с расчетом, чтобы вскрытие каждого или большинства продуктивных пропластков было более совершенным с целью максимального получения дебита из этих пропластков при минимальной депрессии.

213. При проектировании разработки газовых и газоконденсатных месторождений следует предусматривать такую конструкцию забоев скважин, которая позволяла бы осуществить нужные в данных условиях методы интенсификации и не вызывала бы осложнений.

**Параграф 1. Вскрытие газоносного пласта**

214. При вскрытии газоносных пластов могут быть применены:

1) прострелочные работы, включающая:

пулевую перфорацию,

кумулятивную перфорацию,

торпедную (снарядную) перфорацию,

перфорацию при герметизированном устье скважин (перфорация под давлением в газовой среде).

2) перфорацию при спущенной колонне фонтанных труб,

3) гидропескоструйную перфорацию;

4) взрывные работы:

фугасное торпедирование.

направленное торпедирование.

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

216. Выбор метода и типов прострелочной и взрывной аппаратуры производится в зависимости от назначения и геолого-технической характеристики скважины, от задач, поставленных перед прострелочными работами.

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

218. Правильность выбора как метода прострелочных или взрывных работ, так и аппаратуры обеспечивают организация-заказчик и организация-исполнитель.

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

220. Плотность перфорации выбирается 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.

221. 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.

222. Торпедирование и торпедная перфорация газовых скважин могут применяться только в породах, дающих хорошее трещинообразование, то есть в крепких породах.

223. В процессе работы перфораторно-торпедировочной партии на буровой рекомендуется 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.

224. Работы с прострелочной и взрывной аппаратурой на скважинах производятся в соответствии с Требованиями промышленной безопасности при взрывных работах утвержденной приказом Министра по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от 19 сентября 2007 года № 141 и Инструкцией по прострелочным и взрывным работам в скважинах утвержденной Госгортехнадзором РФ от 24 декабря 1997 года № 53.

**Параграф 2. Кислотные обработки скважин**

225. 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.

226. 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 вскрытой перфорацией мощности. В отдельных случаях эта норма может быть увеличена.

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

228. 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.

229. 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.

230. Проектирование технологического процесса, подготовка скважин и проведение кислотной обработки осуществляется в соответствии с «Инструкцией по обработке нефтяных и газовых скважин соляной кислотой».

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

1) предотвращают разрушение кислотой применяемого оборудования и

2) облегчают вынос продуктов реакции из призабойной зоны скважины.

232. Транспортировка и хранение кислоты, приготовление растворов, закачка их в скважину производится при строгом соблюдении правил техники безопасности, изложенных в «Типовой инструкции по безопасности труда при гидравлическом разрыве пластов и кислотной обработке скважин» РД-08-16-94, утвержденная Министерством нефтяной и газовой промышленности Республики Казахстан от 22 сентября 1994 года и в «Правилах безопасности в нефтяной и газовой промышленности Республики Казахстан», утверждены Госгортехнадзором Республики Казахстан от 17 ноября 1994 года № 34.

**Параграф 3 Гидравлический разрыв газового пласта**

233. 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.

234. 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.

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

236. 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.

237. На месторождениях, имеющих залежи водоплавающего типа, при выборе скважин для гидроразрыва необходимо учитывать расстояние от устья трещины до газоводяного контакта (ГВК), (далее – ГВК). 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 м до 40 м.

238. В продуктивных интервалах большой мощности (несколько десятков и сотен метров) в обсаженных скважинах, вскрытых перфорацией, производится поинтервальный, 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).

239. 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.

240. Все работы по гидроразрыву пласта следует производить в строгом соответствии с правилами техники безопасности, предусмотренными для этой операции («Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности Республики Казахстан» утвержденной Госгортехнадзором Республики Казахстан 17 ноября 1994 года, № 34.).

**Параграф 4. Гидропескоструйная перфорация**

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

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

243. Перед гидравлическим разрывом пласта с целью ориентации трещины следует создать каналы посредством абразивного перфоратора в плоскости проектируемой трещины.

244. Перед кислотной обработкой с целью снижения давления закачки кислоты в пласт намеченный интервал вскрывается методом гидропескоструйной перфорации.

245. Процесс вскрытия гидропескоструйной перфорацией рекомендуется осуществлять снизу вверх.

246. Все работы по гидропескоструйной обработке скважин проводится в строгом соответствии с правилами промышленной безопасности, предусмотренными для гидравлического разрыва пласта («Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности Республики Казахстан», утвержденной Госгортехнадзором Республики Казахстан от 17 ноября 1994 года № 34).

**Параграф 5. Укрепление призабойной зоны смолами**

**в рыхлых газоносных коллекторах**

247. 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 прочее) оказываются неэффективными либо требуют больших затрат по сравнению с обработкой смолой.

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

249. Скважины, предназначенные для обработки смолой, герметичны и имеют качественное цементное кольцо в интервале обрабатываемого пласта. При наличии негерметичности скважины ниже обрабатываемого интервала следует 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 следует обрабатывать пласт с применением пакера, отделяющего верхнюю часть скважины.

250. При обработке призабойной зоны скважин, из которых во время эксплуатации извлечено большое количество песка, работам по креплению предшествует 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 следует повторять несколько раз с контролированием количества наполнителя, вошедшего в пласт.

251. Скважины, предназначенные для проведения обработки смолами имеют чистый забой.

252. Глушение скважины, вскрытие пласта, намыв наполнителя в каверны призабойной зоны и другие подготовительные работы следует проводить 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.

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

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

255. При проведении обработки следует предусмотреть определение приемистости пласта до закачки смолы, извлечение труб из обрабатываемого интервала до начала загустевапия смолы.

256. Закачивать смолу следует при давлении, которое не вызывает гидроразрыва пласта. Если давление гидроразрыва пласта не известно, то можно условно определить его по формуле р = 0,2 Н,где Н - глубины обрабатываемой зоны в м, р - давление в кг/см 2.

257. 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.

**Глава 6. Эксплуатация газовых и газоконденсатных скважин**

**Параграф 1. Условия и способы эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин**

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

К ним относятся:

1) величина пластового давления и рабочий дебит скважины;

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

3) характеристика пород-коллекторов продуктивного пласта (несцементированные, слабосцементированные, плотные);

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

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

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

7) местоположение скважины по отношению к ГВК (газоводяной контакт).

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

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

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

260. Эксплуатация газовых скважин но 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.

261. Фонтанные трубы спускают для:

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

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

3) создания условий управления скважиной на случай возможных осложнений;

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

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

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

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

265. Диаметр фонтанных труб определяется в зависимости от:

1) ожидаемого максимального рабочего дебита скважины;

2) максимально-допустимого перепада давления в стволе;

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

4) диаметра эксплуатационной колонны (в существующих скважинах);

5) наличия или отсутствия агрессивных компонентов в газе.

266. Для удаления жидкости и механических примесей с забоя газовых и газоконденсатных скважин рекомендуется применять также плунжерный лифт, Можно применять и другие методы удаления воды с забоя - периодическую эксплуатацию, использование вспенивающих жидкостей и эксплуатацию с автоматической продувкой в коллектор.

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

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

269. 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.

270. Фонтанная арматура обеспечивает замер температур и давлений газа на устье скважины при любом способе эксплуатации обеспечивает возможность спуска в скважину глубинных приборов во время работы скважины.

**Параграф 2. Установление технологического режима работы газовых и газоконденсатных скважин**

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

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

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

1) выноса песка, количество которого устанавливается в процессе исследования скважин и которое не приводит к разрушению призабойной зоны пласта и к разъеданию подземного и наземного оборудования;

2) возможности обводнения забоев скважин;

3) конструкции и технического состояния скважины;

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

5) технологический режим такой, чтобы в стволе скважины исключалась возможность гидратообразования и обеспечивался вынос жидкости на поверхность;

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

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

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

1) режим постоянного градиента давления - в случае возможного разрушения продуктивного коллектора. Этот режим можно заменить режимом постоянной депрессии, однако в каждом конкретном случае такая замена обосновывается;

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

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

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

5) 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 изменяется.

276. Технологические режимы работы скважин составляются ежеквартально на основании результатов текущей эксплуатации и данных исследований скважины и утверждаются акционерным обществом. Технологический режим работы скважин с дебитом 1 млн. м3/суткии выше утверждается национальной компанией.

277. Режим работы скважины регулируется:

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

2) противодавлением газа в системе газосбора.

278. После смены режима скважины следует установить показатели работы нового технологического режима, определив:

1) дебит скважин;

2) забойное давление (рабочую депрессию);

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

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

279. Все показатели, любые изменения в режиме работы скважины регистрируются и документируются в соответствии с существующими формами.

280. В случае нарушения установленного режима работы скважины руководством газодобывающей организаций принимаются срочные меры к его восстановлению.

281. Регулирование подачи газа в магистральный газопровод осуществляется:

1) отключением части скважин или их регулированием;

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

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

283. По скважинам, где нарушение заданного режима может привести к осложнениям, регулировка режима работы не допускается.

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

285. Нормы отбора газа по эксплуатационным скважинам (технологический режим) составляются ежеквартально промыслами на основе установленных отборов газа по пласту и утверждаются вышестоящими организациями.

286. 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).

**Параграф 3. Наземное и подземное оборудование скважин, обслуживание этого оборудования**

287. К наземному оборудованию газовых скважин по пути движения газа от устья к групповому сборному пункту или газосборному коллектору относятся:

1) фонтанная арматура (елка);

2) шлейфы, имеющие различную длину и различные диаметры в зависимости от расположения группового пункта и дебитов скважин;

3) регулируемый или обыкновенный штуцер;

4) сепаратор, рассчитанный на соответствующее давление и пропускную способность, для каждой скважины в отдельности, или общий для нескольких скважин;

5) эжекторы, применяемые для транспорта газов, низконапорных пластов, за счет смешения их с газом высокого давления;

6) 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.

288. К наземному оборудованию газоконденсатной скважины относятся:

1) фонтанная арматура (елка);

2) шлейф;

3) сепаратор высокого давления с емкостью для сбора конденсата;

4) теплообменники типа «труба в трубе»;

5) регулируемый или обыкновенный штуцер;

6) низкотемпературный сепаратор, рассчитанный на давление и пропускную способность;

7) комплект оборудования для борьбы с гидратами, могущими образовываться как в теплообменнике и регулируемом штуцере, так и в низкотемпературном сепараторе (дозировочные насосы, емкости диэтиленгликоля (далее - ДЭГ), печь регенерации ДЭГ, отстойники-разделители ДЭГ и конденсата, теплообменники охлаждения и нагревания ДЭГ).

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

290. В случае неисправности отдельных деталей или узлов оборудования скважин срочно принимаются меры по устранению обнаруженных неисправностей, или замене неисправных деталей и узлов оборудования.

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

Кроме того, на импортное оборудование получается разрешение на применение, выдаваемое уполномоченным органом в области промышленной безопасности.

292. Фонтанная и запорная арматура газовых и газоконденсатных скважин отвечают следующим основным требованиям:

1) герметичности при многократном открывании и закрывании запорного элемента;

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

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

4) рассчитана на двухкратный запас от статического устьевого давления.

293. На групповых сборных пунктах применяется по необходимости дистанционно управляемая, а в некоторых случаях телеуправляемая запорная арматура.

294. Для эксплуатации скважин, в газе которых имеются коррозионные компоненты, применяются специальная запорная арматура, выполненная из материала, устойчивого против коррозии.

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

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

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

298. Во избежание преждевременного износа, уменьшения потерь давления проходные сечения задвижек (кранов) и деталей «елки» (катушки, тройники, крестовики, буфер) имеют не меньшие сечения, чем сечение фонтанных труб.

Примечание: данный подпункт не распространяется на скважины, имеющие устьевые давления свыше 200 кг/см2.

299. 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.

300. 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).

301. Для предохранения резьбовых соединений фонтанных и сифонных труб от преждевременного износа, повышения их герметичности следует применять специальные смазки.

**Параграф 4. Оперативное наблюдение за работой эксплуатационных, наблюдательных и пьезометрических скважин газовых и газоконденсатных месторождений**

302. 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, технологии процесса эксплуатации залежей (объектов).

303. Оперативный контроль непосредственно за эксплуатационными скважинами включает:

1) наблюдение за состоянием фонда эксплуатационных скважин;

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

304. По эксплуатационным скважинам следует 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.

305. Оперативному повседневному наблюдению сопутствует проведение регулярных исследований скважин.

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

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

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

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

307. При проведении контрольных и специальных исследований, когда имеется опасность разрушения коллектора и выноса песка на поверхность, 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 следует проводить исследования при помощи передвижной сепарационной установки и с применением глубинной желонки.

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

309. 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.

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

311. По наблюдательным и пьезометрическим скважинам контрольные измерения следует проводить регулярно, не реже одного раза в квартал. Для оперативного контроля следует по каждой наблюдательной скважине вести графики «время - давление» и «отбор - давление».

**Параграф 5. Замер и учет добычи газа, конденсата**

**и количества воды по скважинам**

312. Учет добычи газа, конденсата и количества воды по отдельным скважинам проводится с целью поддержания установленного оптимального для каждой скважины технологического режима, контроля за состоянием призабойной зоны, наземного оборудования итекущего контроля за разработкой залежи, за динамикой извлекаемых и остаточных запасов газа.

313. 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.

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

315. С целью наилучшего контроля за режимом работы скважин, 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.

316. 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 специальный замерный сепаратор, устанавливаемый для группы скважин.

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

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

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

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

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

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

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

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

318. Расположение технологических аппаратов и трубопроводов сборных пунктов следует выполнять с учетом удобного наблюдения и обслуживания устанавливаемых на них контрольно-измерительных приборов (термометров, регуляторов и указателей уровня и другое).

319. На газоконденсатных месторождениях, эксплуатирующихся без поддержания давления, для учета газа, контроля за количеством конденсата и воды, 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 следует предусматривать на каждую скважину:

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

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

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

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

5) 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;

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

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

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

9) 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.

320. Измерение дебита газа на высокодебитных газовых и газоконденсатных скважинах с неустойчивым режимом работы следует производить непрерывно самопишущим прибором; контроль количества конденсата и воды следует осуществлять счетчиком конденсато-отводчика по циклам срабатывания или другими приборами, сигнализирующими об изменении количества жидкости.

321. Учет газа, контроль за количеством конденсата и воды по каждой скважине группового пункта производится с соответствующей записью в вахтенном журнале. Время и продолжительность замеров устанавливается в зависимости от особенностей эксплуатации скважин и залежей.

322. При осуществлении комплексной автоматизации и телемеханизации газодобывающих промыслов измерение дебитов газа, контроль за количеством конденсата и воды производится средствами централизованного контроля и сигнализации.

**Параграф 6. Борьба с гидратообразованием**

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

324. 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.

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

326. Мероприятия по борьбе с гидратами делятся на:

1) мероприятия по предупреждению гидратообразования;

2) мероприятия по ликвидации образовавшихся гидратных отложений.

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

328. Предотвращение гидратообразования в стволах скважин осуществляется путем:

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

2) непрерывной или периодической подачи на забой антигидратных ингибиторов;

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

4) систематического удаления с забоя скапливающейся жидкости;

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

6) создания теплоизолированных конструкций газовых скважин, то есть конструкций, имеющих высокое термосопротивление.

329. Ликвидация гидратных отложений в стволе скважин производится:

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

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

3) промывкой горячим солевым раствором под давлением.

330. 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:

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

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

3) 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;

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

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

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

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

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

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

2) разложение гидратов путем ввода большой порции антигидрат-ногоингибитора;

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

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

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

333. Если перепад давления в штуцере вызывает гидратообразование, то это явление предотвращается одним из следующих методов:

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

2) применением многоступенчатого штудирования;

3) подачей антигидратных ингибиторов в выкидную линию непосредственно перед местом установки штуцера. Подача ингибитора осуществляется из сосуда высокого давления, расчетное рабочее давление которого, выше максимального давления в скважине. Расход ингибитора автоматически регулируется при помощи дозировочного насоса высокого давления, регулировочного игольчатого вентиля и соответствующего автомата.

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

**Параграф 7. Борьба с коррозией внутренней поверхности**

**подземного и наземного оборудования**

335. 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.

336. Сероводород может вызвать серьезную прогрессирующую во времени коррозию уже при парциальном его абсолютном давлении

0,0015 кг/см2и выше, поэтому для обеспечения достаточного снижения коррозии следует при очистке газа стремиться к этой величине. Однако интенсивность сероводородной коррозии при данной концентрации H2S может быть весьма различной, так как на процесс коррозии влияют и многие другие факторы.

337. Присутствие углекислого газа считается бесспорно опасным, если его парциальное давление составляет 2 кг/см2и более, причем с повышением парциального давления скорость коррозии увеличивается.

При парциальном давлении СО2 менее 0,5 кг/см2коррозии обычно не наблюдается. При парциальном давлении СО2 от 0,5 до 2 кг/см2коррозия возможна.

338. Интенсивность коррозии во многом зависит также от следующих факторов: химического состава водной и углеводородной жидких фаз потока, рН 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 другие.

339. Первые сведения о возможности развития внутренней коррозии скважин и оборудования следует 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.

340. Если анализами будет установлено наличие в газе опасных концентраций H2S или СО2, то следует провести предварительные исследования по выяснению действительной коррозионной агрессивности газожидкостного потока.

341. Эти исследования рекомендуется выполнить разведочной организацией (или добывающим предприятием, которое будет вести разработку месторождения) по методике.

342. 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.

343. Выбор способов защиты газопромыслового оборудования от коррозии решается 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).

344. 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:

1) использование ингибиторов коррозии;

2) применение оборудования из специальных коррозионностойких сталей;

3) применение специальных покрытий;

4) применение технологических методов уменьшения коррозионной активности продукции.

345. Также применяемое оборудование, приборы, запорная арматура, контактирующие с сероводородом, углекислым газом и другими вредными веществами, имеет паспорт завода-изготовителя (фирмы-поставщика), удостоверяющий возможность их использования в этой среде при установленных проектом параметрах.

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

347. 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 другое), могут изменяться, что в свою очередь может вызвать изменение характера распределения и интенсивности коррозии, повлиять на эффективность применяемых защитных мероприятий.

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

349. Для своевременного обнаружения опасных коррозионных разрушений и предотвращения аварий на месторождениях, где отмечается высокая скорость коррозии, систематически проводится ревизии и профилактические ремонты скважин и оборудования по графикам, утвержденным газодобывающей организацией. Сроки между двумя очередными ревизиями назначаются с учетом интенсивности коррозии, эффективности и надежности применяемых способов защиты от коррозии.

350. Для проведения работ по осуществлению мероприятий по борьбе с коррозией и контролю эффективности этих мероприятий на промыслах, где отмечается интенсивная коррозия, создаются специальные бригады по борьбе с коррозией.

351. На промыслах, для которых характерна интенсивная внутренняя коррозия оборудования, имеются специальные журналы, где регистрируются:

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

2) 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 «Инструкции по контролю коррозионной стойкости внутренней поверхности оборудования газовых и газоконденсатных месторождений»;

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

352. Защита промысловых подземных трубопроводов от внешней коррозии проводится согласно «Инструкции по проектированию, строительству и реконструкции промысловых нефтегазопроводов», СП 34-116-97, утвержденной приказом Минтопэнерго России от 23 декабря 1997 года, № 441.

**Параграф 8. Капитальный ремонт газовых и газоконденсатных скважин. Перевод скважин на вышележащие горизонты**

353. Перевод скважин на вышележащие горизонты следует производить в соответствии с действующим положением и инструкцией о порядке перевода нефтяных и газовых скважин на другие горизонты.

Перевод на вышележащие горизонты допускается:

1) при истощении в данной скважине эксплуатируемого газового горизонта;

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

3) если после проведения технических мероприятий в газовой скважине не удается получить промышленного притока газа или же добиться нормальной эксплуатации;

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

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

6) в случаях, предусмотренных в проекте разработки месторождения.

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

355. Газодобывающая организация составляет акт о переводе скважины, подписываемый начальником, главным геологом, техническим руководителем, и направляет на заключение в национальную компанию. При положительном заключении национальной компании материалы о переводе скважины направляются в территориальные подразделения уполномоченного органа на согласование, после чего утверждаются руководством газодобывающей организации.

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

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

358. До начала любых ремонтных работ в скважине следует разработать технический план ремонта. План организации работ составляется геологической службой газодобывающей организации и окончательно утверждается техническим руководителем и главным геологом организации.

359. Выполнению ремонтных работ предшествует 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 проверяется плоской печатью или шаблоном.

360. На каждую скважину, сдаваемую в капитальный ремонт, газодобывающая организация представляет специализированной организации, занимающейсякапитальным ремонтом скважин,помимо утвержденного плана, наряд-задание (заказ) по установленной форме с обязательным заполнением всех граф.

361. Наряд-задание подписывается руководителем и главным геологом газодобывающей организации.

362. На основании наряд-задания специализированная организация, занимающеесякапитальным ремонтом скважин составляет геолого-технический наряд на производство капитального ремонта с разработкой всего технологического процесса и всех расчетов.

363. Геолого-технический наряд для глубоких и сверхглубоких скважин утверждается руководством национальной компании; во всех остальных случаях руководством специализированной организации, занимающейсякапитальным ремонтом скважин.

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

365. Перед заливкой под давлением следует испытать скважину на степень поглощения.

366. После цементирования каждая скважина подвергается испытанию для проверки качества цементирования и герметичности колонны.

367. В случае неудовлетворительного цементирования, выявленного испытанием, в скважине следует проводить повторные работы с предварительным выяснением причин неудавшейся изоляции.

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

369. В скважинах, переведенных на вышележащие горизонты, испытания на герметичность проводится снижением уровня или способом опрессовок.

370. 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.

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

**Параграф 9. Консервация и ликвидация скважин на газовых и газоконденсатных месторождениях**

372. Консервация газовых и газоконденсатных скважин проводится в строгом соответствии с действующим «Положением о порядке консервации скважин на нефтяных и газовых месторождениях, подземных хранилищах газа (ПХГ) и месторождениях термальных вод, утвержденных Министерством нефтяной и газовой промышленности Республики Казахстан, Министерством геологии и охраны недр Республики Казахстан, 02июня 1995 года. № 62/120 П», № 61, 119-П от 02 июня 1995 года.

373. Консервация скважин осуществляется так, чтобы было возможно повторно ввести ее в эксплуатацию или выполнять в ней ремонтные и другие работы.

374. Работы по консервации проводятся в соответствии с действующей«Инструкцией по оборудованию устьев и стволов скважин при их ликвидации и консервации», РД 08-492-02, утверждена Госгортехнадзором РФ от 22 мая 2002 года № 22;

375. При ликвидации скважин следует выполнить все условия, обеспечивающие охрану недр, в соответствии с «Инструкцией по оборудованию устьев и стволов скважин при их ликвидации и консервации». РД 08-492-02, утверждена Госгортехнадзором РФ от 22 мая 2002 года № 22;

376. 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», утвержденных Министерством нефтяной и газовой промышленности Республики Казахстан, Министерством геологии и охраны недр Республики Казахстан, 02 июня 1995 года № 63/121-П.

377. Консервация и ликвидация газовых и газоконденсатных скважин, с высоким содержанием сероводорода, следует проводить в строгом соответствии с «Инструкцией по безопасному ведению работ при разведке и разработке нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений с высоким содержанием сероводорода», утвержденной Госгортехнадзором СССР, 12 октября 1989 года № 17.

**Параграф 10. Ведение технической документации при эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин**

378. Документация по разработке газовых и газоконденсатных месторождений и эксплуатации скважин ведется во всех дочерних компаниях акционерного общества, занимающихся добычей газа и газового конденсата, с целью систематизации и хранения информации для:

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

2) проектирования разработки газовых и газоконденсатных месторождений;

3) обоснования и планирования мероприятий, направленных на повышение эффективности систем разработки залежей (объектов), работы отдельных скважин, установок и оборудования, используемых в технологическом процессе добычи газа и газового конденсата;

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

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

379. Документация, ведущаяся дочерними компаниями акционерного общества, должна соответствовать установленным единым формам и удовлетворять требованиям автоматизированных систем управления.

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

381. Первичная документация включает объективные данные различных измерений и исследований, имеющих отношение к технологическим процессам добычи газа и газового конденсата, акты о проведении различных работ на скважинах и других газопромысловых объектах, заполняется в тех звеньях, где непосредственно проводятся соответствующие работы, исследования и наблюдения (цеха и бригады по добыче газа и газового конденсата, специализированных организаций по подземному и капитальному ремонту скважин, специализированных научно-исследовательские организаций).

К основным первичным документам относятся:

1) вахтенный журнал сборного пункта;

2) картограммы расходомеров по добыче газа;

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

4) акты о расходе газа при продувке скважины;

5) акты о производстве работ по подземному ремонту скважин;

6) результаты испытания скважин;

7) сведения об отборе проб и результатах лабораторных анализов газа, конденсата и жидкости (описание кернового материала; данные определения коллекторских свойств и параметров пластов; данные литолого-фациальных исследований пластов; журнал замеров продукции скважин и закачки вытесняющих агентов);

8) суточные рапорты о работе скважин или сведения о работе скважин, полученные по системе телемеханики и месячные отчеты по добыче газа;

9) акты замеров статических давлений с указанием типа манометра, результатов их проверки и условий замера (данные гидродинамических и геофизических исследований скважин (пластовое и забойное давления, профили притока, поглощения, температуры и другие);

10) результаты замеров глубин забоев и работ по их очистке.

11) акты о перфорации скважин;

12) акты и материалы о подземных и капитальных ремонтах скважин;

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

14) материалы, полученные от организаций, проводивших разведку, бурение скважин, подсчет запасов.

382. Сводная документация систематизирует и объединяет информацию, содержащуюся в первичной документации, и заполняется в цехах по добыче газа и газового конденсата, специализированных научно-исследовательских организациях. К основным сводным документам относятся:

1) дело скважин (паспорт, перечень протоколов, актов, предписаний, распоряжений, касающихся данной скважины, и первичные документы по скважине: каротажные диаграммы, карточки добывающих и нагнетательных скважин, карточки по исследованию скважин, анализы газа, воды);

2) технологические режимы;

3) сводные ведомости по отбору газа, воды, обводненности, учету времени работы скважин;

4) каталоги, таблицы, графики, диаграммы.

383. Обобщающая документация содержит обработанную первичную информацию по укрупненным объектам и показателям и ведется в различных звеньях (цех по добыче газа и газового конденсата, газодобывающее предприятие, департамент по освоению газовых месторождений акционерного общества, специализированная научно-исследовательская проектная организация) в соответствии с распределением функций в данном акционерном обществе. К основным обобщающим документам относятся:

1) паспорт производственного газодобывающего предприятия (в том числе журнал по добыче газа, конденсата и воды составляется по принятой форме и заполняется ежедневно. Журналы по добыче заполняются в геологическом отделе газодобывающей организации);

2) каталог структуры запасов;

3) геологические отчеты;

4) отчеты по состоянию и движению фонда скважин;

5) паспорт месторождения (залежи, объекта);

6) геологические профили и карты (структурные, разработки, изобар, распределение запасов и другие);

7) отчетные формы для представления в государственные органы Республики Казахстан.

384. Ведение первичной документации и ее качество обеспечивает руководство цехов по добыче газа и газового конденсата, руководство специализированной организации по подземному (текущему) и капитальному ремонтам скважин, поддержанию пластового давления, специализированных научно-исследовательских проектных организаций.

385. Ведение сводных и обобщающих документов обеспечивает руководство газодобывающих предприятий, департамента по освоению газовых месторождений акционерного общества в соответствии с типовыми положениями и должностными инструкциями.

386. Все документы составляются по утвержденным акционерным обществом формам.

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

**Глава 7. Обустройство газопромыслов, сбор и промысловая обработка газа и конденсата**

**Параграф 1. Основные положения (содержание) проекта**

**обустройства газовых и газоконденсатных промыслов**

388. В основу проекта обустройства газопромыслов принимаются утвержденные проекты опытно-промышленной эксплуатации или проекты разработки газовых или газоконденсатных месторождений.

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

390. Проекты обустройства газовых и газоконденсатных промыслов согласоваются с организацией, составившей проект опытно-промышленной эксплуатации или проект разработки месторождения, и утверждены в тех же инстанциях, что и указанные проекты.

391. В проекте обустройства газопромысла указываются наиболее эффективные и экономически целесообразные инженерно-технические и проектные решения следующего основного комплекса вопросов:

1) системы сбора и внутрипромыслового транспорта газа и конденсата;

2) технологические установки, оборудование и аппаратура по обработке газа (сепарации, очистке, осушке газа, борьбе с гидрато-образованиями);

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

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

5) мероприятия и средства, необходимые для обеспечения контроля и регулирования работы скважин, текущего контроля за процессом разработки месторождения;

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

7) 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;

8) 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;

9) механико-энергетическая и ремонтная база газопромысла;

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

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

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

13) автотракторное и дорожное хозяйство газопромысла;

14) производственные, административные и бытовые здания и помещения;

15) мероприятия и средства по промышленной безопасности, промсанитарии и по противопожарной безопасности в соответствии с действующими требованиями промышленной безопасности.

392. Весь комплекс газопромыслового хозяйства, включая коммуникации, связь, автоматику и телемеханику, проектируется и сооружается с учетом:

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

2) 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);

3) климатических и орогидрогеографических условий;

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

5) характеристики основных потребителей;

6) условий транспорта газа и конденсата к ним.

393. Если месторождение характеризуется наличием нескольких залежей, резко отличающихся по величине пластового давления или по химической характеристике газа, то в проекте обустройства следует тщательно проработать 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 следует решить вопрос о необходимости проведения сероочистки газа или удаления углекислоты, следует предусмотреть мероприятия по борьбе с внутренней коррозией подземного и наземного оборудования, шлейфов и промысловых газопроводов.

394. Если месторождение (или залежь) имеет нефтяную оторочку промышленного значения, которая подлежит разработке, то следует решить вопрос об организации соответствующего нефтепромыслового хозяйства.

395. Если эксплуатация скважин сопряжена с осуществлением солянокислотных обработок или гидроразрыва пласта, в проекте обустройства газопромысла следует проработать вопрос об организации специального хозяйства по интенсификации добычи газа.

396. Проект обустройства газопромысла должен соответствовать существующим законоположениям об охране природы.

397. Проектирование обустройства газового промысла возможно в две стадии:

1) одностадийное проектирование для мелких месторождений;

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

398. Для группы месторождений, для крупнейших и уникальных месторождений, как правило, составляется генеральная схема обустройства промысла, на основании которой в дальнейшем разрабатываются проекты. Этапность проектирования устанавливается в зависимости от сложности и изученности месторождения.

**Параграф 2 Системы сбора газа на газовых месторождениях**

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

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

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

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

400. Для газовых и газоконденсатных месторождений, имеющих высокие пластовые давления, максимально допустимые рабочие давления в шлейфах рекомендуется принимать 200 кг/см2.Соответственно на это давление проектируются и строятся технологические коммуникации от скважины до сборного пункта. При разработке месторождений с более высокими давлениями на устье следует предусматривать редуцирование давления газа до 200 кг/см2.

401. В зависимости от конфигурации и размеров месторождений могут применяться различные формы промысловых коллекторов, основными из которых являются:

1) линейная;

2) кольцевая;

3) лучевая;

4) смешанная;

5) телескопическая.

402. Система сбора газа обеспечивает:

1) маневренность;

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

3) удобство обслуживания газосборных сетей;

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

5) минимальные потери давления;

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

403. 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.|

404. Число скважин, подключаемых через шлейфы к отдельным газосборным пунктам, определяется в зависимости от:

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

2) величины пластовых и устьевых давлений и температуры;

3) производительности скважин и фракционного состава газа;

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

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

406. Потери давления в шлейфах и промысловых коллекторах определяются в каждом отдельном случае на основе технико-экономических расчетов. Эти расчеты следует проводить как для начального (бескомпрессорного), так и для компрессорного периодов разработки месторождения.

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

408. На одном и том же месторождении раздельный сбор газа по самостоятельным газосборным сетям осуществляется в следующих трех случаях:

1) 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;

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

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

**Параграф 3. Технологические установки сбора и первичной**

**обработки газа на газовых и газоконденсатных промыслах**

409. Природный газ, добываемый из скважин чисто газовых и газоконденсатных месторождений и обработанный на промысле, отвечает ГОСТ 20448-80 «Газы углеводородные топливные для коммунально-бытового потребления. Технические условия».

410. Для обработки газа газовых и газоконденсатных месторождений в настоящее время применяется несколько разновидностей технологических установок, основными из которых являются:

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

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

3) установки абсорбционной (гликолевой) осушки газа;

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

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

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

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

2) содержание в газе вредных компонентов, таких как сероводород, углекислота и органические кислоты;

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

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

5) климатические условия в районе данного месторождения.

412. Для подготовки газа к дальнему транспорту чисто газовых месторождений, 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, соответствует ГОСТ 5542-87 и ГОСТ 22387.5-77 по содержанию вредных примесей кислорода, иметь ощутимый запах.

413. Для подготовки конденсатного газа к транспорту следует наряду с обезвоживанием этого газа осуществлять извлечение конденсата на одной из технологических установок.

414. Извлеченный конденсат следует использовать как сырье для химической и нефтеперерабатывающей промышленности, как топливо.

415. При наличии в газе агрессивных компонентов следует 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.

**Параграф 4. Сбор, транспорт и обработка конденсата на**

**газоконденсатных месторождениях**

416. В проектахобустройства газоконденсатных месторожденийследует предусматриватьтехнологические установки, обеспечивающие обезвоживание и отбензинивание газоконденсата.

417. При использовании любой технологической установки промысловый сбор конденсата осуществляется по герметичной системе конденсатопроводов с применением автоматических конденсатоотводчиков.

418. Нестабильный конденсат, выделенный на установках подготовки газа, транспортируется на газобензиновый завод по герметизированной системе конденсатопроводов с максимальным использованием давления системы.

419. При необходимости стабилизации конденсата на промысле газ после стабилизации следует использовать как сырье для производства сжиженных газов и для химических заводов или направлять по газопроводам низкого давления на собственные нужды, и газоснабжение местных потребителей. Выветривание конденсата в атмосферу и сжигание в факелах не допускается.

420. В зависимости от запасов газа газоконденсатного месторождения и количества конденсата, содержащегося в этом газе, в проекте обустройства каждого месторождения следует представлять технико-экономические расчеты о целесообразности переработки извлеченного из газа сжиженного продукта, строительства газобензинового завода.

421. В проекте обустройства газоконденсатного месторождения следует представлять также технико-экономические расчеты о целесообразности строительства на промысле установки по переработке конденсата конденсато-фракционирующей установки (далее - КФУ).

422. При проведении технико-экономических расчетов о целесообразности строительства на промысле КФУ следует рассмотреть варианты получения из конденсата не только моторных топлив, но сырья для химической промышленности (пропилена, бутилена и другое).

423. При отсутствии на промысле КФУ конденсат со стабилизационной установки следует по конденсатопроводам подавать на сборный резервуарный пункт, а затем перевозить на нефтеперегонные или химические заводы.

424. Хранение и учет конденсата на резервуарном сборном пункте осуществляется в соответствии с «Правиламипромышленной безопасности нефтебаз и складов нефтепродуктов», утвержденным Госгортехнадзором РФ от 20 мая 2003 года № 33.

425. 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 - осуществляется в герметизированном виде.

**Параграф 5. Осушка газа и очистка его**

**от сероводорода и углекислоты**

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

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

428. Осушка газа осуществляется до такой степени, чтобы в газопроводе не происходило конденсации паров воды и образования кристаллогидратов. Точка росы влаги в пункте сдачи ниже температуры газа. Точка росы влаги в газе определяется по ГОСТ 20061-84. Допускается определение другими методами и приборами с такой же точностью измерения.

429. Очистка газа от сероводорода обеспечивает содержание его в газе для коммунально-бытового потребления согласно ГОСТ 5542-87 не более 0,02 г/м3, если в задании на проектирование не дано специальных повышенных требований.

430. При парциальном давлении паров углекислоты в газе выше 2 кг/см2предусматривается очистка газа. Способы удаления углекислоты определяются при проектировании технико-экономическими соображениями.

431. В сероочистных установках природного газа следует предусмотреть необходимое оборудование для обезвреживания содержащегося в кислых газах сероводорода и по возможности получения товарной серы.

432. При аварийных выбросах отходящих от сероочистки кислых газов следует установить специальные свечи с приспособлением для зажигания и непрерывного сжигания отходящих газов. Доступ к свече следует закрыть ограждением. Свеча следует удалить от жилых зданий, предприятий, дорог и проездов. Высота свечи и ее местоположение определяется проектной организацией с учетом преимущественного направления ветров и согласовываться с соответствующими инспекциями.

433. Для обслуживающего персонала установок по осушке и очистке газа эксплуатирующей организацией составляются технологические регламенты по испытанию оборудования, пуску, эксплуатации, ремонту, нормальной и аварийной остановкам.

434. На каждой установке на видном и доступном месте вывешивается:

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

2) порядок пуска и остановки агрегатов, отдельных аппаратов, их нормального обслуживания;

3) порядок остановки агрегатов при аварийном положении.

435. Пуск установок по осушке и очистке газа в работу проводится после проверки исправности всего оборудования, коммуникаций, контрольно-измерительных приборов, арматуры, после тщательной очистки, промывки и продувки аппаратуры и трубопроводов.

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

437. Во время пуска установки следует проверять исправность и герметичность всей аппаратуры, трубопроводов, контрольно-измерительных приборов, арматуры, состав растворов. При этом увеличение давления газа и жидкости в аппаратах и трубопроводах производится постепенно, при контроле прочности и плотности оборудования и коммуникации, что следует указывать в технологическом регламенте.

438. В зимний период времени за аппаратами, трубопроводами, арматурой и контрольно-измерительными приборами (далее - КИП), находящимися на открытых площадках или в неотапливаемых помещениях, во избежание замерзания влаги и образования гидратов следует устанавливать тщательное наблюдение и принять меры к отоплению особо охлаждаемых мест.

439. При остановке установок осушки и очистки на длительное время следует принимать 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, следует освобождать их от жидкости во избежание замерзания, закупорки и повреждения.

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

441. Весь персонал установок по осушке и очистке газа обучен работе на рабочих местах, умеет пользоваться противопожарными, противогазовыми и санитарно-медицинскими средствами и имеет соответствующее удостоверение

442. Контроль за качеством осушки и очистки газа осуществляется химической лабораторией и автоматически работающими газоанализаторами.

443. Ремонтные работы на установках производится при полном отключении и отсоединении заглушками ремонтируемого оборудования установки с соблюдением необходимых правил по промышленной безопасности, предусмотренных технологическим регламентом.

444. Работы внутри абсорберов, десорберов, сепараторов и другой газовой аппаратуры выполняются при полном отключении и отсоединении заглушками аппаратов при соблюдении требований правил по промышленной безопасности, технологическим регламентом и следующих условий:

1) работа внутри аппарата может проводиться только по наряду-допуску, в присутствии лица контроля, ответственного за указанную работу;

2) перед работой внутри аппарата, аппарат подготовлен к работе: отглушен, пропарен, промыт, проветрен, в нем взяты анализы на отсутствие газа;

3) работу внутри аппарата выполняют два человека, один из которых является наблюдающим;

4) работающий внутри аппарата снабжается средствами индивидуальной защиты (фильтрующим, шланговым противогазом, кислородно-изолирующим прибором), спасательным поясом с прикрепленной к нему сигнально-спасательной веревкой, конец которой находится у наблюдающего;

5) для освещения внутри аппарата следует применять переносные светильники во взрывозащищенном исполнении с лампами напряжением не более 12 Вольт;

6) для работы внутри аппарата применяется инструмент, изготовленный из металла, не дающего при ударе искр.

445. Порядок промывки, чистки и ремонта оборудования при наличии в нем пирофорных отложений определяется технологическим регламентом.

**Параграф 6. Автоматизация газовых и**

**газоконденсатных промыслов**

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

447. Внедрение автоматики следует направлять 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.

448. 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:

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

2) при двухступенчатой структуре контроль и управление режимом работы каждой скважины, технологического процесса сборных пунктов и других самостоятельных объектов, вспомогательных объектов осуществлять 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.

449. На групповых газосборных пунктах, промысловых газораспределительных станциях и головных сооружениях, входящих в состав газопромысла, автоматически измеряются и передаются на центральный диспетчерский пункт следующие основные параметры:

1) давление и расход газа;

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

3) расход и давление конденсата;

4) температура газа в низкотемпературном сепараторе.

450. 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, автоматизируются:

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

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

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

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

451. При одноступенчатой структуре контроля и управления все основные и вспомогательные технологические объекты на сборных пунктах и ПГРС телемеханизируются 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, об отказе в работе средств местной автоматики.

452. При двухступенчатой структуре управления групповые сборные пункты и ПГРС, технологические установки и другие самостоятельные объекты телемеханизируется 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.

453. Диспетчерский пункт газовых и газоконденсатных промыслов оборудуется щитом диспетчера с мнемосхемой объектов всего промысла и пультом управления с системой обработки и регистрации необходимых технологических параметров.

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

455. Аварийная сигнализация осуществляется общим звуковым сигналом и сигнальными лампами.

456. Погрешность телеизмерений расхода и давления (включая погрешность первичного измерителя и телепередачи) допускается не более 2 %.

457. Монтаж, наладка и эксплуатация аппаратуры КИП и автоматики на

газовых и газоконденсатных промыслах, профилактический осмотр и ремонт указанной аппаратуры проводится в соответствии с существующими нормами и руководствами по эксплуатации этой аппаратуры.

458. Вся аппаратура КИП, автоматики и телемеханики, устанавливаемая на объектах газовых и газоконденсатных промыслов, отвечает специфическим требованиям этих промыслов и существующим требованиям и требованиям взрывобезопасности.

**Глава 8. Охрана недр и окружающей среды на** **газовых и**

**газоконденсатных месторождениях**

**Параграф 1. Общие положения по охране недр и окружающей**

**среды на газовых и газоконденсатных месторождениях**

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

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

461. Охрана недр осуществляется в строгом соответствии с Законом Республики Казахстан «О недрах и недропользовании».

462. Мероприятия по охране недр и окружающей среды предусматриваются в:

1) лицензии на пользование недрами;

2) предпроектных и проектных документах на разработку и обустройство газовых и газоконденсатных месторождений;

3) контрактах на разработку месторождений;

4) перспективных и годовых программах организаций по охране недр и окружающей среды.

463. Природоохранные мероприятия соответствуют требованиям законодательных и нормативных актов по охране окружающей среды и недр, следует учитывать особые условия проведения работ. Соблюдение требований и контроль за их реализацией возлагается на экологическую службу организаций.

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

465. Государственный контроль за охраной недр, рациональным и комплексным использованием минерального сырья возложен на уполномоченный орган по использованию и охране недр, на геологические и маркшейдерские службы газодобывающих организаций. Предписания уполномоченного органа Республики Казахстан по использованию и охране недр обязательны для всех организаций, осуществляющих поисковое, разведочное, эксплуатационное бурение и разработку газовых и газоконденсатных месторождений.

466. Государственный контроль за соблюдением законодательных и нормативных актов в области промышленной безопасности в газодобывающих организациях осуществляет уполномоченный орган в области промышленной безопасности и его территориальные подразделения.

467. Государственный контроль за выполнением организациями требований природоохранного законодательства Республики Казахстан при разведке, разбуривании и разработке газовых и газоконденсатных месторождений осуществляется местными представительными и исполнительными органами власти, органами Министерства охраны окружающей среды и другими контролирующими органами Республики Казахстан.

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

469. При разведке, разбуривании и разработке газовых и газоконденсатных месторождений применяются только экологически чистые технологии и химические продукты, высоконадежная современная технология и оборудование, в том числе для условий высокого содержания сероводородам, соответствующая стандартам Республики Казахстан или мировым стандартам, если требования мировых стандартов не ниже казахстанских.

470. Проектная документация по каждому виду нефтяных операций вместе с материалами оценки воздействия на окружающую среду представляются на государственную экологическую экспертизу в органы Министерства охраны окружающей среды Республики Казахстан. Положительное заключение экологической экспертизы является основанием для выдачи природоохранными органами разрешения на природопользование, без которого реализация проекта не допускается.

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

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

473. Лицами, обеспечивающими соблюдение всех необходимых и достаточных мер по охране недр газовых и газоконденсатных месторождений, являются владельцы газодобывающих организаций, при поиске, разведке и разработке газовых и газоконденсатных месторождений, проводящихся путем бурения, эксплуатации и ликвидации скважин всех назначений на действующих разведках и промыслах.

474. Для рационального использования пластовой энергии и наиболее полного извлечения конденсата при разработке газоконденсатных месторождений создаются 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.

**Параграф 2. Охрана недр и окружающей среды при бурении**

**разведочных и эксплуатационных скважин на газовых и газоконденсатных месторождениях**

475. Разведка, разбуривание газовых и газоконденсатных месторождений являются экологически опасными видами работ и сопровождаются:

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

2) химическим загрязнением почв, грунтов, горизонтов подземных вод, поверхностных водоемов и водотоков, атмосферного воздуха веществами и химическими реагентами, используемыми при проходке скважин, буровыми и технологическими отходами, природными веществами, получаемыми в процессе испытания скважин;

3) изъятием водных ресурсов;

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

5) загрязнением недр и окружающей среды в результате внутрипластовых перетоков и выхода флюида из ликвидированных скважин на дневную поверхность.

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

1).при бурении скважин: блок приготовления и химической обработки бурового и цементного растворов (гидроциклон, вибросито), циркуляционная система; насосный блок; устье скважины; запасные емкости для хранения промывочной жидкости; вышечный блок (обмыв инструмента, явление сифона при подъеме инструмента), отходы бурения (шлам, сточные воды, буровой раствор), емкости горюче-смазочных материалов, двигатели внутреннего сгорания, котельные, химические вещества, используемые для приготовления буровых и тампонажных растворов, топливо и смазочные материалы, хозяйственно-бытовые сточные воды, твердые бытовые отходы;

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

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

477. При бурении скважин на месторождении обеспечивается 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.

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

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

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

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

482. Проведение буровых работ в пределах береговых охранных зон осуществляется только при наличии специального разрешения, выдаваемого в установленном порядке природоохранными органами, а в пределах охранных зон водозаборов, заповедников эти работы регламентируются законодательными и нормативными документами Республики Казахстан.

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

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

485. При строительстве скважин не допускается нарушение растительного и почвенного покровов за пределами участков, отведенных под строительство.

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

487. Строительство скважин осуществляется с применением безамбарного способа приготовления и очистки бурового раствора. Строительство шламовых амбаров допускается только по согласованию с соответствующими государственными органами, в том числе с Министерством охраны окружающей среды Республики Казахстан.

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

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

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

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

492. При бурении скважин в условиях поглощения не допускается попадание растворов и материалов в пласты, содержащие хозяйственно-питьевые воды. При этом используются быстросхватывающие смеси, различные устройства и технологические процессы, такие как бурение с использованием аэрированных растворов, пен и.

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

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

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

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

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

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

499. При газоводопроявлениях герметизируется устье скважины и дальнейшие работы ведутся в соответствии с планом ликвидации аварий.

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

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

502. При необходимости сжигания пластовой продукции с наличием сероводорода обеспечиваются условия, при которых концентрация их в приземном слое атмосферы населенных пунктов не превышает санитарных норм.

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

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

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

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

507. Работа по ликвидации открытого фонтана проводится по специальному плану, разработанному штабом, созданным в установленном порядке.

508. Помещения буровых установок следует оборудовать вытяжной вентиляцией, включаемой от датчиков на сероводород при достижении предельно допустимой концентрации. График оснащения помещений буровых установок вентиляционным оборудованием согласовывается с территориальными подразделениями уполномоченного органа.

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

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

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

512. При бурении скважин на газовых и газоконденсатных месторождениях следует принять меры, обеспечивающие:

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

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

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

513. Все пласты с признаками газоносности, обнаруженные в процессе бурения скважин по данным отобранного керна, каротажа, непосредственных газо- нефте- проявлений, следует тщательно изучить для определения возможного получения из них промышленных притоков газа или нефти.

514. Вскрытие продуктивных и водоносных пластов во всех скважинах на газовых и газоконденсатных месторождениях, в разведочных скважинах на изученных площадях проводится при наличии на устье противовыбросного оборудования в соответствии с требованиями «Единых технических правил ведения работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях Республики Казахстан».

515. 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 согласовывает с территориальными подразделениями уполномоченного органа.

516. Перфорация и торпедирование скважин следует осуществлять в соответствии с «Требованиями промышленной безопасности при производстве взрывных работах», утвержденной приказом Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от 19 сентября 2007 года № 141.

517. После перфорации колонны противовыбросовая задвижка снимается и устанавливается соответствующая фонтанная арматура, при наличии которой происходит освоение газовых скважин.

518. Освоение газовых скважин производится путем замены промывочной жидкости на воду с последующей аэрозацией. Вызов притока газа свабированием не разрешается.

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

520. Газоносные и нефтеносные пласты, вскрытые скважинами, следует изолировать друг от друга и от других проницаемых пластов путем цементирования обсадных колонн.

521. Скважины, в которых не обнаружены объекты, подлежащие испытанию, следует ликвидировать путем заливки ствола скважины цементным или глинистым раствором до полного прекращения поглощения. Ликвидация скважины проводится в соответствии с действующими положением и инструкцией.

522. Фактическая ликвидация разведочных скважин осуществляется лишь после рассмотрения в установленном порядке всех материалов по ликвидации скважины, по плану, согласованному с территориальными подразделениями уполномоченного органа.

523. При последовательном опробовании в скважине нескольких продуктивных пластов по методу «снизу - вверх» каждый объект следует опробовать отдельно. После опробования пласт изолируется посредством заливки цементного раствора (установка моста) или другого тампонажного материала.

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.

**Параграф 3. Охрана недр и окружающей среды при разработке**

**газовых и газоконденсатных месторождений**

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

525. Разработка газовых и газоконденсатных месторождений может вестись только при условии надежного разобщения продуктивных пластов от водоносных. Следует 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 следует обращать на предотвращение утечки газа из продуктивных пластов в результате межпластовых перетоков газа по стволам действующих и простаивающих газовых скважин. Не допускается на промыслах длительный простой вышедших из бурения газовых высоконапорныхскважин. Если скважина эксплуатационного фондавременно бездействует, то ее следует заглушить в соответствии с положением о консервации скважин.

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

527. Процесс эксплуатации газоконденсатных месторождений следует вести так, чтобы пластовое давление в зоне расположения эксплуатационных скважин было выше критического давления начала конденсации.

528. В течение всего периода обратной закачки обеспечивается контроль за установленным уровнем отбора газа из эксплуатационных скважин, а также осуществляется систематическое наблюдение за плотностью и фракционным составом извлекаемого газа.

529. Разработка газовых и газоконденсатных месторождений сопровождается следующим техногенным воздействием на окружающую среду и недра:

1) исключением из сельскохозяйственного оборота значительных земельных ресурсов;

2) аварийными разливами пластовой воды;

3) сбросом на рельеф местности и захоронением в поглощающие горизонты извлекаемых с газом высокоминерализированных пластовых вод.

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

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

532. Промышленная разработка газовых месторождений допускается только при условии, когда добываемый газ используется для промышленных и коммунально-бытовых целей или, в целях временного хранения закачивается в специальные подземные хранилища.

533. В процессе промышленной разработки газовых месторождений обеспечиваются сбор и использование добываемого газа, конденсата и сопутствующих ценных компонентов и воды в объемах, предусмотренных в утвержденном технологическом проектном документе.

534. Сжигание газа в факелах не допускается, за исключением случаев аварийной ситуации и угрозы здоровью населения и окружающей среде.

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

536. Освоение и эксплуатация добывающих и нагнетательных скважин проводятся при соответствующем оборудовании скважин, предотвращающем возможность выброса и открытого фонтанирования газа, потерь нагнетаемой воды.

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

538. Эксплуатация дефектных скважин разрешается только территориальными подразделениями уполномоченного органа. Одновременно с выдачей такого разрешения утверждаются специальные режимы эксплуатации этих скважин, план ремонтно-восстановительных работ, за их работой осуществляется постоянный контроль с целью обеспечения охраны недр и окружающей среды.

539. Выполняются мероприятия по оздоровлению фонда скважин, включающие в себя ликвидацию части дефектных скважин с неподнятым цементом за колонной или кондуктором с бурением скважин-дублеров новой надежной конструкции. Оздоровление пробуренного фонда скважин осуществляется в первую очередь на дефектных скважинах, расположенных в санитарно-защитных зонах.

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

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

542. Если в процессе разработки месторождения появились признаки подземных утечек или межпластовых газа и воды, которые могут привести к безвозвратным потерям газа в недрах, то организация обязана установить и ликвидировать причину неуправляемого движения пластовых флюидов.

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

544. Для защиты от коррозии технологического, внутрискважинного оборудования, эксплуатационной и лифтовой колонн, эксплуатируемых в условиях воздействия сероводорода, применяются коррозионно-стойкие марки сталей и ингибиторы коррозии, нержавеющие коррозионно-стойкие стали без применения ингибиторов коррозии, специальные покрытия и технологические методы уменьшения коррозионной активности продукции.

545. Внутрискважинное оборудование, технологические аппараты, обсадные трубы и другое оборудование, используемое в коррозионно-агрессивной среде, стойкое к сульфидному растрескиванию.

Осуществляется контроль коррозионного состояния оборудования.

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

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

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

549. Подземное захоронение промышленных стоков в поглощающие горизонты допускается только в исключительных обстоятельствах при:

1) разработке залежей без применения заводнения;

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

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

4) использовании пластовых вод как гидроминерального сырья;

5) неоправданно сложной технологии очистки некоторых промышленных стоков, образующихся на установке комплексной подготовки нефти.

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

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

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

553. Захоронение жидких отходов производства, сброс сточных вод регламентируются соответствующими статьями Законов Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» и «Об охране окружающей среды».

554. Следует проводить систематические исследования технического состояния скважин на предмет их соответствия требованиям охраны недр и окружающей среды.

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

556. Организацией осуществляется контроль через сеть инженерных скважин за состоянием грунтовых вод (по периметру месторождения).

557. Земельные участки выработанных газовых и газоконденсатных месторождений передаются землепользователям в установленном законе порядке.

558. На взрывопожароопасных объектах разрабатывается план ликвидации аварий, в котором с учетом специфических условий следует предусматривать оперативные действия персонала по предотвращению аварий и ликвидации аварийных ситуаций.

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

560. При первоочередном разбуривании нижних пластов предусматриваются 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 следует осуществлять все необходимые технические мероприятия, предотвращающие уход промывочной жидкости в разрабатываемые пласты (объекты).

561. Во избежание потерь конденсата при разработке газоконденсатных месторождений создаются условия, обеспечивающие наиболее полное извлечение конденсата из месторождения (залежей).

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

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

564. Контроль за правильностью эксплуатации газового и газоконденсатного месторождения основывается на регулярных мониторингах, проводимых в соответствии с правилами разработки.

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

566. При обнаружении подземных утечек или интенсивных межпластовых перетоков газа при эксплуатации газовой скважины в последнюю следует закачать воду или глинистый раствор для последующего производства необходимых оздоровительных работ.

567. 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.

568. 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 следует выявить источники питания таких скоплений и залежей и принять меры к локализации и предотвращению дальнейшего нарастания запасов газа в них.

569. 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.

570. Дегазация залежи осуществляется на основании рекомендаций научно-исследовательских организаций, согласовывается с уполномоченными органами и утверждается вышестоящей газодобывающей организацией.

571. 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 следует проводить:

1)мониторинг за специально пробуренными или пригодными для этой цели скважинами, расположенными в присводовой части верхних водоносных горизонтов;

2)обследования всей площади месторождения для обнаружения газовыделений.

572. При обнаружении последних следует принимать меры для выявления и ликвидации источников подземных утечек и межпластовых перетоков газа.

573. 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.

574. По всем эксплуатируемым скважинам, которые вместе с газом дают конденсат и воду, следует вести ежесуточный учет добычи газа, конденсата и воды. Последнюю необходимо систематически анализировать и результаты химических анализов по каждой скважине документируются.

575. В отношении каждой скважины, в которой обнаружены притоки воды, устанавливается степень возможного вредного влияния ее на какой-либо продуктивный газоносный пласт, и такая скважина берется на особый учет.

К таким скважинам относятся:

1) скважины, в той или иной степени обводненные в процессе эксплуатации, то есть подтягивающие пластовые воды;

2) скважины, показавшие верхнюю или нижнюю воду при опробовании их после бурения или ремонта.

576. В скважинах, поступление воды через которые в продуктивный пласт доказано непосредственными наблюдениями, немедленно после установления их вредного влияния производятся 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.

**Параграф 4. Охрана недр и окружающей среды**

**при интенсификации добычи газа**

577. Основными критериями охраны недр при проведении любых способов увеличения производительности газовых скважин путем воздействия на призабойную зону продуктивного пласта являются:

1) гарантированная сохранность колонны обсадных труб и цементного кольца вне пределов продуктивного пласта;

2) 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).

578. Не допускается 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.

579. Не допускается проводить мероприятия по интенсификации добычи газа:

1) в скважинах, расположенных вблизи контакта газ-вода (газ-нефть в газоносных пластах с оторочкой);

2) в скважинах, где раздел между газоносными и водоносными, газоносными и нефтеносными пластами невелик.

580. Если до обработки призабойной зоны вынос породы и разрушение скелета пласта не наблюдались, а после обработки началось поступление породы пласта в скважину, следует прекратить или ограничить отбор газа из скважины и осуществить технические мероприятия для прекращения доступа породы пласта на забой скважины.

581. Практическому осуществлению любого метода интенсификации добычи газа на каждом новом газовом или газоконденсатном месторождении предшествует экспериментальные исследования процесса интенсификации с целью получения основных параметров процесса (давление, количество жидкости, темп операции и тому подобное), соблюдение которых обеспечивает сохранность колонны и цементного кольца вне пределов продуктивного пласта в заколонном пространстве газовой скважины.

**Параграф 5. Охрана недр и окружающей среды при капитальном**

**ремонте газовых и газоконденсатных скважин**

582. Наибольшую опасность при эксплуатации газоносных пластов представляют:

1) нерегулируемое обводнение пласта чужими водами (верхними или нижними), проникающими в пласт через скважины с неисправным или неправильно проведенным тампонажем (цементированием) и нарушенными эксплуатационными колоннами;

2) подземные утечки и неуправляемые межпластовые перетоки газа, вызванные недоброкачественным цементированием колонн и герметичностью обсадных труб;

3) 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.

583. Для всестороннего изучения водяных горизонтов, помимо наблюдения за водами, появившимися в эксплуатируемых скважинах, следует при ремонтах и изоляционных работах проводить специальные исследования в скважинах с целью точного установления:

1) места поступления воды путем специальных пробных откачек с отбором проб воды для химического анализа;

2) места притока вод через колонну при помощи резистивиметра и других средств;

3) места залегания пласта, дающего приток, при помощи электротермометра и других средств;

4) места залегания поглощающих пластов и другое.

584. 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 следует выявить состав и свойства газа, его принадлежность к какому-либо продуктивному горизонту, дебиты утечек и направление перетока.

585. Для детального выяснения характера, степени интенсивности и тенденции нарастания межпластовых перетоков газа предприятие ведет тщательное наблюдение за всеми видами газопроявлений в скважинах и на промысловой территории в процессе разработки и эксплуатации газового и газоконденсатного месторождения.

586. Если в скважине доказано бесспорное наличие подземных утечек и межпластовых перетоков газа, которые угрожают большими потерями газа и аварийными газопроявлениями, то в скважине производится ремонтно-изоляционные или изоляционно-ликвидационные работы.

587. Одновременно с этим следует выяснить степень влияния данной скважины на соседние скважины и окружающую промысловую территорию в отношении загазованности последней.

588. При определении взаимовлияния между скважинами, эксплуатирующими разные продуктивные пласты, следует провести технические мероприятия для изоляции взаимодействующих пластов.

589. Если возможность вредного влияния зафиксированных межпластовых перетоков небольшой интенсивности в скважине не доказана, то вопрос о характере и плане оздоровительных работ по ней решается после дополнительного изучения тенденции начавшихся газопроявлений.

590. Обо всех замеченных случаях влияния скважин-обводнительниц на другие соседние скважины и о скважинах с выявленными и нарастающими межпластовыми перетоками газа предприятие сообщает в территориальное подразделение уполномоченного органа и согласовывает с ним профилактические мероприятия (осуществление заливок под давлением или проведение каких-либо других мероприятий).

591. 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.

592. Лица, допускающие нарушение охраны недр при разведке и разработке газовых и газоконденсатных месторождений несут ответственность в установленном законном порядке.

**Обозначения и сокращения**

ГВК – газоводяной контакт;

ГКЗ РК – государственная комиссия по запасам полезных ископаемых Республики Казахстан;

ДЭГ – диэтиленгликоль;

КИП – контрольно-измерительные приборы;

ОПЭ – опытно-промышленная эксплуатация;

ПГРС – промысловая газораспределительная станция;

КФУ – конденсато – фракционирующая установка;

ПХГ – подземные хранилища газа.

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_