*Постановление Правительства Республики Казахстан*

Астана, Үкімет Үйі от 10 февраля 2011 года № 119

# Об утверждении Правил обслуживания недропользователей профессиональными аварийно-спасательными службами Республики Казахстан

В целях реализации Закона Республики Казахстан от 24 июня 2010 года «О недрах и недропользовании» Правительство Республики Казахстан **ПОСТАНОВЛЯЕТ:**

1. Утвердить прилагаемые Правила обслуживания недропользователей профессиональными аварийно-спасательными службами Республики Казахстан.

2. Настоящее постановление вводится в действие по истечении десяти календарных дней со дня первого официального опубликования.

**Премьер-Министр Республики Казахстан К. МАСИМОВ**

Утверждены
постановлением Правительства Республики Казахстан
от 10 февраля 2011 года № 119

## Правила обслуживания недропользователей профессиональными аварийно-спасательными службами Республики Казахстан

### 1. Общие положения

1. Настоящие Правила обслуживания недропользователей профессиональными аварийно-спасательными службами Республики Казахстан разработаны в соответствии с Законом Республики Казахстан от 24 июня 2010 года «О недрах и недропользовании» и определяют порядок обслуживания недропользователей профессиональными аварийно-спасательными службами на территории Республики Казахстан.

2. В своей деятельности профессиональные аварийно-спасательные службы руководствуются вышеназванным законом, иными нормативными правовыми актами Республики Казахстан, настоящими Правилами.

### 2. Порядок обслуживания недропользователей профессиональными аварийно-спасательными службами

3. Профессиональные аварийно-спасательные службы обеспечивают:

постоянное, круглосуточное обслуживание недропользователей, имеющих опасные производственные объекты по добыче и обогащению полезных ископаемых, объекты строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых;

готовность недропользователей к выполнению на них аварийно-спасательных работ, а в случае возникновения аварий – спасению людей и ликвидации самих аварий, а также задач, связанных с обеспечением защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций на указанных объектах;

выполнение противофонтанных, газоспасательных и горноспасательных работ в аварийных ситуациях (кроме очагов радиоактивного излучения), в организациях угольной, химической, нефтехимической, нефтегазоперерабатывающей, нефтегазоразведочной, нефтегазодобывающей, металлургической, горнодобывающей промышленности, на суше, шельфе морей и водоемов, транспорте, перевозящем сильнодействующие ядовитые вещества (далее – СДЯВ), строительства и эксплуатации подземных сооружений, на объектах жизнеобеспечения населения;

спасение и эвакуацию людей при авариях на обслуживаемых объектах, не связанных с добычей полезных ископаемых;

локализацию и ликвидацию аварий и их последствий;

тушение пожаров, ликвидацию последствий взрывов газа и пыли, внезапных выбросов угля и газа, горных ударов, обвалов, водогазофонтанных выбросов, пожаров на эксплуатационных и разведочных скважинах, загазованности и затоплений объектов и других специальных работ, проводимых в аварийных ситуациях на обслуживаемых объектах;

оказание пострадавшим первой медицинской помощи непосредственно на рабочих местах и в ходе эвакуации;

4. Для выполнения аварийно-спасательных работ при ликвидации аварий на объектах недропользователей, профессиональные аварийно-спасательные службы имеют военизированные оперативные составы, наличие которых предусматривает:

постоянную круглосуточную готовность оперативных подразделений профессиональных аварийно-спасательных служб к немедленному выезду на ликвидацию аварий и проведение аварийно-спасательных работ;

выполнение аварийно-спасательных работ личным составом с беспрекословным выполнением приказов и распоряжений руководителей ликвидации чрезвычайной ситуации с оправданным риском для жизни и здоровья, если это связано со спасением людей при авариях;

обязательность проведения аварийно-спасательных работ до полного их завершения;

соблюдение принципа единоначалия, поддержание высокой дисциплины и оперативно-технической готовности аварийно-спасательных служб к ликвидации возможных аварий и их последствий;

соблюдение порядка служебных взаимоотношений при прохождении службы;

при выполнении служебных обязанностей обязательное ношение форменного обмундирования со знаками различия, а также привлечение оперативного состава профессиональных аварийно-спасательных служб на дежурство или выполнение аварийно-спасательных работ в выходные и праздничные дни, во время отпуска;

неучастие в действиях, препятствующих нормальному функционированию профессиональных аварийно-спасательных служб, включая забастовки и прекращение работ как средства разрешения трудовых споров.

5. В проектах вновь строящихся опасных производственных объектов, если они не входят в район обслуживания действующих подразделений профессиональных аварийно-спасательных служб, предусматривается строительство служебных зданий и сооружений для организуемых подразделений.

6. Финансирование строительства зданий и сооружений профессиональных аварийно-спасательных служб, их текущее содержание осуществляется за счет обслуживаемых недропользователей по сметам затрат.

7. Подразделения профессиональных аварийно-спасательных служб размещаются в специально построенных зданиях, в комплекс которых входят служебные помещения в соответствии с приложением 1 к настоящим Правилам.

8. Оперативные автомобили оборудуются приборами звуковых и световых сигналов и окрашиваются по цветографическим схемам, в соответствии с Правилами дорожного движения Республики Казахстан, утвержденных постановлением Правительства Республики Казахстан от 25 ноября 1997 года № 1650 для оперативных служб Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан (далее – МЧС), имеют опознавательные знаки аварийно-спасательной службы, находятся на стоянке чистыми и подготовленными к выезду.

9. Финансирование деятельности профессиональных аварийно-спасательных служб осуществляется за счет:

финансовых средств, поступающих от реализации договоров с недропользователями, имеющих опасные производственные объекты;

иных источников, не противоречащих законодательству Республики Казахстан.

10. Дислокация подразделений профессиональных аварийно-спасательных служб и численность личного состава определяются руководителем профессиональных аварийно-спасательных служб.

11. В структуру профессиональных аварийно-спасательных служб входят:

территориальные филиалы;

профессиональные военизированные аварийно-спасательные отряды (далее – ВАСО);

профессиональные военизированные аварийно-спасательные взводы (далее – ВАСВ);

отделения (звенья);

военизированные аварийно-спасательные пункты (далее – ВАСП), состоящие из двух отделений;

службы обеспечения – подразделения медицинской службы, пылегазо-аналитические лаборатории (далее – ПГАЛ), группы воздушно-депрессионных съемок (далее – ВДС), канатно-испытательные станции (далее – КИС), мастерские по производству и ремонту аварийно-спасательного оснащения.

В соответствии с Законом Республики Казахстан от 27 марта 1997 года «Об аварийно-спасательных службах и статусе спасателей» (далее – Закон) размер заработной платы спасателей и других работников профессиональных аварийно-спасательных служб не может быть ниже размера заработной платы соответствующих категорий работников обслуживаемых ими организаций. Соответствующие категории по оплате приведены в приложении 2 к настоящим Правилам.

12. Решение о создании при территориальном филиале производства по изготовлению аварийно-спасательного оборудования, аппаратуры и оснащения, научных подразделений, пылегазо-аналитических лабораторий принимает руководитель профессиональной аварийно-спасательной службы по согласованию с уполномоченным органом в области промышленной безопасности. Расчет численности работников ремонтно-механических мастерских (далее – РММ), пылегазо-аналитических лабораторий утверждается МЧС.

По решению руководителя профессиональной аварийно-спасательной службы несколько ВАСО объединяются в территориальный филиал.

13. Руководство оперативной, профилактической и другими видами деятельности осуществляет руководитель территориального филиала ВАСО.

Общее руководство оперативными службами осуществляет заместитель руководителя территориального филиала ВАСО по оперативной работе (главный инженер).

Профилактическими службами руководит заместитель руководителя по профилактической работе. При наличии в отряде мощной аварийно-спасательной техники и оснащения предусмотрена должность заместителя командира отряда по технической работе.

Для оперативного решения возникающих задач при ликвидации аварий на обслуживаемых объектах при территориальном филиале ВАСО создается оперативно-технический отдел, в котором работают ведущие специалисты по направлениям: метрология, кислородно-дыхательная аппаратура и горноспасательное оснащение, охрана труда, электромеханическое обеспечение, автотранспорт и так далее.

14. Личный состав профессиональной аварийно-спасательной службы комплектуется на добровольной основе и подразделяется на военизированный оперативный, административный и технический состав.

К военизированному оперативному составу (спасатели) относятся лица, непосредственно участвующие в выполнении аварийно-спасательных работ.

К административному и техническому составу – весь остальной персонал подразделения.

Перечень должностей профессиональных военизированных аварийно-спасательных служб, на которые распространяется статус спасателя, определен приложением 3 к настоящим Правилам.

Расчет численности подразделений профессиональных военизированных аварийно-спасательных служб для обслуживания опасных производственных объектов определяется в соответствии с приложением 4 к настоящим Правилам.

15. Внутренний распорядок, подчиненность и взаимоотношения военизированного оперативного состава профессиональных аварийно-спасательных служб (спасателей) строятся на основе правовых актов руководителя профессиональной аварийно-спасательной службы.

16. Режим работы (несения службы) и отдыха спасателей в межаварийный период определяется правилами внутреннего распорядка, утверждаемыми руководителем подразделения аварийно-спасательной службы.

17. На период проведения аварийно-спасательных работ, в целях сосредоточения на аварийном объекте оптимального количества сил и средств, руководитель аварийно-спасательных работ вводит особый режим труда и отдыха спасателей (казарменное положение), при котором все выходные смены отменяются.

18. Недропользователь два раза в год, не позднее 1 июня и 1 декабря предыдущего полугодия, представляет на согласование в профессиональную аварийно-спасательную службу план ликвидации аварии.

Профессиональные военизированные аварийно-спасательные службы в течение 10 календарных дней с даты регистрации рассматривают представленный план ликвидации аварии, с выдачей заключения о возможности согласования плана ликвидации аварий и подписания договора.

В случае несогласования плана ликвидации аварии, профессиональная военизированная аварийно-спасательная служба направляет информацию в территориальный уполномоченный орган МЧС и в установленном законодательством порядке начинает процедуру расторжения договора.

19. Договор на аварийно-спасательное обслуживание с недропользователями при согласовании плана ликвидации аварии заключается на календарный год с возможностью его пролонгации.

В договоре учитываются возможности выполнения плана ликвидации аварий, количественный состав аварийно-спасательных подразделений, их материально-техническое обеспечение, фонд оплаты труда, налоги и другие обязательные платежи в бюджет и другие затраты, приведенные в приложении 5 к настоящим Правилам.

20. Подразделения профессиональных аварийно-спасательных служб осуществляют свою деятельность в режиме круглосуточной готовности к спасению людей и ликвидации возможных аварий на основании договора с обслуживаемым недропользователем. Отвлечение сил и средств подразделений предприятия от их основной деятельности, не предусмотренное договором, не допускается.

#### 2.1. Порядок ликвидации аварий

21. Порядок выезда, количество сил и средств, привлекаемых на ликвидацию аварий, определяются диспозициями выездов на аварии, утверждаемыми руководителями профессиональных аварийно-спасательных служб.

Аварийно-спасательные работы производятся в соответствии с действующими в профессиональных аварийно-спасательных службах нормативными актами по организации и ведению аварийно-спасательных работ (военизированных горноспасательных, противофонтанных, газоспасательных), утвержденными уполномоченным органом в области промышленной безопасности.

22. В течение всего периода аварийно-спасательных работ функции ответственного руководителя по ликвидации аварии выполняет технический руководитель организации, в которой произошла авария. Ответственный руководитель все распоряжения, непосредственно связанные с ликвидацией аварии, отдает только через руководителя аварийно-спасательных работ (ответственного исполнителя).

23. Руководителем аварийно-спасательных работ является руководитель подразделения профессиональной аварийно-спасательной службы, обслуживающей опасный производственный объект, на котором произошла авария.

В соответствии с пунктом 1 ст. 11 Закона деятельность профессиональных аварийно-спасательных служб и формирований носит особый характер, влечет неукоснительное выполнение всеми их работниками приказов и распоряжений руководителя аварийно-спасательных работ. Эти требования распространяются также на добровольные аварийно-спасательные формирования с момента их привлечения к участию в ликвидации чрезвычайной ситуации.

24. Решения руководителей по ликвидации аварии, направленные на спасение людей и ликвидацию аварии, являются обязательными для исполнения всеми должностными лицами профессиональной аварийно-спасательной службы, организациями и гражданами, находящимися в зоне аварии.

25. В соответствии с пунктом 5 статьи 17 Закона никто не вправе вмешиваться в деятельность руководителей ликвидации аварии по руководству работами, иначе, как отстранив их приказом и приняв на себя обязанности или назначив другое должностное лицо.

26. Руководители ликвидации аварии получают полную и достоверную информацию, необходимую для ведения аварийно-спасательных работ.

27. В случае технологической невозможности проведения всего объема аварийно-спасательных работ, руководители по ликвидации аварии принимают решения о приостановке указанных работ в целом или их части, приняв в первоочередном порядке все возможные меры по спасению людей, находящихся в аварийной зоне.

28. Материально-техническое обеспечение подразделений, участвующих в выполнении аварийно-спасательных работ в период ликвидации аварии, ликвидации ее последствий, обеспечение их питанием, проживанием, привлечение дополнительных сил и средств, производится за счет организации, на которой произошла авария.

29. Порядок выезда на аварию по сигналу «Тревога», количество оперативных отделений и перечень оснащения определяются на основании планов ликвидации аварии обслуживаемых объектов.

30. Нормативы выезда по сигналу «Тревога», оперативной готовности личного состава к действиям на аварийном объекте, применения аварийно-спасательного оснащения разрабатываются применительно к специфике каждого региона и утверждаются руководителем профессиональной аварийно-спасательной службы.

#### 2.2. Порядок организации профилактических работ

31. Подразделения профессиональных аварийно-спасательных служб проводят профилактические работы в соответствии с нормативными актами об организации профилактической работы на обслуживаемых объектах, утвержденными уполномоченным органом.

32. Профилактическая работа направлена на определение готовности обслуживаемой организации к спасению людей и ликвидации аварий, противопожарной защиты, содержанию запасных выходов, соответствию планов ликвидации аварии действительному положению на обслуживаемом объекте.

33. При обнаружении нарушений требований промышленной безопасности, в том числе противопожарной защиты, несоответствия плана ликвидации аварии действительному положению на обслуживаемом объекте, руководитель подразделения профессиональной аварийно-спасательной службы вносит в установленном порядке предложения недропользователю по устранению выявленных нарушений, а в случае их неисполнения, снимает подпись о согласовании отдельных позиций или плана ликвидации аварии в целом, уведомляет руководителя профессиональной аварийно-спасательной службы и территориального подразделения МЧС.

34. В период ликвидации аварий работникам профессиональных аварийно-спасательных служб за выполненные аварийно-спасательные и технические работы из расчета часовой ставки за счет организаций, на объекте которых произошла авария, дополнительно начисляется:

оплата в 4-кратном размере – за фактически отработанное в респираторе время, независимо от смен и праздников; за фактически отработанное в шахте время; за фактически отработанное на поверхности время и время нахождения на аварийном предприятии с выполнением своих должностных обязанностей;

оплата в 2-кратном размере – за сверхурочные работы и работы в выходные смены, выходные и праздничные дни; за нормативное время нахождения в пути от пункта дислокации до аварийного предприятия и обратно в праздничные и выходные дни; за фактическое время дежурства и работы в выходные и праздничные дни в служебном здании;

оплата в 1,5-кратном размере – за работы в ночное время суток;

оплата с коэффициентом 0,5 – за фактическое время дежурства в праздничные и выходные дни на служебной квартире в режиме постоянной готовности к выезду на ликвидацию аварии.

Расчетная часовая ставка определяется путем деления месячного должностного оклада на норму рабочего времени данного месяца.

При определении часовой ставки респираторщиков, командиров отделений и водителей к учету принимаются надбавки за классность.

35. В случаях спасения людей, ликвидации сложных аварий и катастроф, по распоряжению руководителя подразделения профессиональной аварийно-спасательной службы, военизированный оперативный состав, находящийся на отдыхе, переводится в положение «на службе» или казарменное положение.

36. Учет рабочего времени осуществляет руководитель соответствующего подразделения.

37. Учет рабочего времени военизированного оперативного состава при выполнении аварийно-спасательных и технических работ осуществляется на основе суточных графиков работ и журналов учета работы отделений.

Приложение 1
к Правилам обслуживания недропользователей
профессиональными аварийно-спасательными
службами Республики Казахстан

**Перечень минимально необходимых служебных помещений профессиональных военизированных аварийно-спасательных служб**

| № п.п. | Наименование служебных помещений |
|---|---|
| 1 | 2 |
| 1. | Гараж оперативного автотранспорта (по количеству автотранспорта) |
| 2. | Здание Учебного центра |
| 3. | Газодымная камера. Комплекс для тепловых тренировок |
| 4. | Спортивно-тренажерный зал |
| 5. | Учебный класс для профессиональной теоретической подготовки личного состава |
| 6. | Комната отдыха дежурной смены |
| 7. | Комната оперативного дежурного |
| 8. | Помещение аналитической лаборатории |
| 9. | Комнаты воздушных и кислородных компрессоров |
| 10. | Комната для хранения воздушных баллонов и изолирующих воздушно-дыхательных аппаратов |
| 11. | Токарный цех |
| 12. | Мастерская по ремонту автотранспорта |
| 13. | Учебно-тренировочный полигон по отработке практических навыков с личным составом |
| 14. | Кабинеты директора филиала и его заместителей |
| 15. | Кабинет инженеров по профилактике |
| 16. | Кабинет бухгалтерии |
| 17. | Кабинет экономиста |
| 18. | Кабинет инженера по технике безопасности, экологии и охране труда |
| 19. | Кабинет отдела кадров |
| 20. | Кабинет инженера-программиста |
| 21. | Помещение для приема пищи |
| 22. | Складское помещение для хранения специальной одежды и снаряжения |
| 23. | Помещение автономного дизельного генератора |
| 24. | Комната старшины |
| 25. | Комната механика |
| 26. | Материальный склад |
| 27. | Ангар для хранения аварийно-спасательного оборудования и стенда для опрессовки противовыбросового оборудования |
| 28. | Банно-прачечный комплекс |
| 29. | Кабинет психологической реабилитации (кабинет медика-психолога) |
| 30. | Склад ГСМ |
| 31. | Комната для зарядки шахтных светильников |
| 32. | Комната оперативного дежурного |

Приложение 2
к Правилам обслуживания недропользователей
профессиональными аварийно-спасательными
службами Республики Казахстан

**Перечень спасателей профессиональных военизированных аварийно-спасательных служб и приравненных к ним работников обслуживаемых ими организаций**

| № п.п. | Оперативный состав ПВАСС | Персонал обслуживаемых предприятий |
|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 |
| 1. | Респираторщик, спасатель | Рабочий (бурильщик, проходчик и т. д.) высшего разряда основной технологической профессии обслуживаемого объекта |
| 2. | Командир отделения (звена) | Горный мастер, буровой мастер, мастер технологической смены |
| 3. | Заместитель (помощник) командира взвода | Заместитель (помощник) начальника участка, технологической смены |
| 4. | Командир взвода | Начальник участка, технологической смены. Технолог-супервайзер |
| 5. | Заместитель (помощник) директора филиала – командира отряда. Главный инженер, инженер филиала (отряда) | Технический руководитель (главный инженер) шахты, рудника, управления, объекта |
| 6. | Директор филиала – командир отряда | Первый руководитель (менеджер) шахты, рудника, управления буровых работ, объекта |
| 7. | Заместитель начальника РГКП «ЦШ ПВАСС» | Технический руководитель (заместитель первого руководителя) комбината, объединения, госхолдинга, рудоуправления, комплекса, департамента |
| 8. | Начальник РГКП «ЦШ ПВАСС» | Первый руководитель (директор) комбината, объединения, госхолдинга, рудоуправления, комплекса, департамента |

Приложение 3
к Правилам обслуживания недропользователей
профессиональными аварийно-спасательными
службами Республики Казахстан

**Перечень должностей профессиональных военизированных аварийно-спасательных служб, на которые распространяется статус спасателя**

1. Респираторщик, спасатель, водитель-спасатель оперативного автомобиля.
2. Командир военизированного аварийно-спасательного отделения, командир отделения – инструктор вспомогательной аварийно-спасательной команды, старший мастер (мастер), старший механик (механик).
3. Командир аварийно-спасательного пункта, вспомогательной аварийно-спасательной команды.
4. Инженер (районный, ведущий) оперативного отдела.
5. Заместитель (помощник) командира взвода.
6. Командир взвода.
7. Директор территориального филиала, командир отряда.
8. Заместитель (помощник) директора территориального филиала, командира отряда по оперативной и оперативно-профилактической работе.
9. Ведущий инженер, инженер оперативного отдела (управления) РГКП «ЦШПВАСС».
10. Заместитель начальника оперативно-технического отдела РГКП «ЦШ ПВАСС».
11. Начальник оперативно-технического отдела РГКП «ЦШ ПВАСС».
12. Заместитель начальника оперативно-технического управления РГКП «ЦШ ПВАСС».
13. Начальник оперативно-технического управления РГКП «ЦШ ПВАСС».
14. Заместитель начальника РГКП «ЦШ ПВАСС».
15. Начальник РГКП «ЦШ ПВАСС».

Приложение 4
к Правилам обслуживания недропользователей
профессиональными аварийно-спасательными
службами Республики Казахстан

**Расчет численности подразделений профессиональных военизированных аварийно-спасательных служб для обслуживания опасных производственных объектов**

**1. В угольной отрасли**

1. Количество оперативных отделений, определяется с учетом фактической аварийности на обслуживаемых объектах региона за последние 10 лет (количество возникших аварий, длительность и трудоемкость их ликвидации), среднегодовой нагрузки на отделение по объему выполнения аварийных и технических работ, а также удаленности объекта от подразделений соседних аварийно-спасательных отрядов.

2. Расчет ведется в следующем порядке:

По обслуживаемым объектам за 10-летний период определяется среднегодовое количество:

взрывов метана и угольной пыли (Ав);

пожаров, рецидивов и загораний, ликвидированных в начальной стадии (Ап);

внезапных выбросов угля (породы) и газа (Авв);

случаев загазирований горных выработок (Ар);

обрушений пород (угля), прорывов воды и глинистой пульпы (Ао);

других подземных и поверхностных аварий (Ад);

технических работ (Ат).

Определяется:

средняя длительность аварийно-спасательных работ (в часах) по ликвидации одной аварии (Д), (в часах);

средняя нагрузка на аварийно-спасательное отделение (на чел. час) по выполнению аварийных и технических работ (Тотд.).

3. По каждому роду аварий, имевших место в обслуживаемом регионе за 10-летний период, определяется ежегодное значение максимального количества аварийно-спасательных отделений, работавших одновременно в течение смены, за первые сутки ее ликвидации.

4. За 10-летний период определяется среднегодовое значение максимального количества работавших в одну смену аварийно-спасательных отделений при ликвидации последствий взрыва Ов, пожара Оп, внезапного выброса Овв, разгазирования Ор, обрушения Оо, других аварий Од и технических работ От.

5. По обслуживаемому региону за 10-летний период определяется среднее значение максимального количества работавших в одну смену аварийно-спасательных отделений на авариях всех видов (Оср):

Оср = (Ов х Ав + Оп х Ап + Овв х Авв + Ор х Ар + Оо х Ао + Од х Ад + От х Ат) / (Ав + Ап + Авв + Ар + Ао + Ад + Ат)

6. Определяется поправочный коэффициент $K_1$ на длительность ликвидации одной аварии и принимается равным:

$K_1 = 1$, если Д не превышает одной смены (6 часов);

$K_1 = Д / 6$, если Д лежит в пределах от 6 по 24 часов;

$K_1 = 4$, если Д больше 24 часов.

7. Определяется поправочный коэффициент $K_2$ на взаимопомощь соседних аварийно-спасательных отрядов. Этот коэффициент зависит от времени прибытия отделений из подразделений соседних аварийно-спасательных отрядов и принимается равным:

$K_2 = 2$, если время прибытия отделений из соседних отрядов на наиболее удаленный объект превышает 24 часа;

$K_2 = 1{,}5$, если помощь может быть оказана в течение от 6 до 24 часов с момента возникновения аварии;

$K_2 = 1$, если отделения из соседних отрядов могут прибыть на наиболее удаленный объект в течение первых 6 часов ликвидации аварии.

8. Определяется коэффициент $K_3$ на регламент несения отделениями службы в подразделениях отряда. Этот коэффициент равен отношению общего числа отделений в подразделениях к числу отделений, готовых к выезду на ликвидацию возникшей аварии, т. е. к суммарному среднесуточному числу дежурных и резервных отделений в подразделении.

Этот коэффициент зависит от используемого в подразделении графика дежурств отделений и принимается равным:

$K_3 = 2$ – при графиках ДРСВ;

$K_3 = 2{,}5$ – при графиках ДРСВВ;

$K_3 = 3$ – при графиках ДРВВВ.

9. Определяется поправочный коэффициент $K_4$ для учета нагрузки на отделение по объемам выполненных аварийных и технических работ. Этот коэффициент зависит от среднегодовой нагрузки на отделение Тотд.

$K_4 = 0{,}5$, если Тотд меньше 360 чел. часов;

$K_4 = 1$, если Тотд составляет от 360 до 1 800 чел. часов;

$K_4$ = Тотд / Т, если Тотд превышает 1 800 чел. часов.

$T_н$ = 1 800 чел.час/год – нормативная годовая нагрузка на отделение по выполнению аварийных и технических работ на обслуживаемых объектах.

10. Определяется поправочный коэффициент $K_5$ на протяженность горных выработок обслуживаемых объектов:

$K_5 = 0{,}5$ , при суммарной протяженности горных выработок наиболее крупного объекта региона до 30 км;

$K_5 = 0{,}6$, при суммарной протяженности от 30 до 60 км;

$K_5 = 0{,}8$, при суммарной протяженности от 60 до 120 км;

$K_5 = 1{,}0$, при суммарной протяженности более 120 км.

11. Определяется поправочный коэффициент $K_6$ на число трудящихся, одновременно работающих в подземных условиях:

$K_6 = 1{,}2$ – при численности трудящихся на подземных работах в наиболее загруженную смену на наиболее крупном объекте (Р) до 1 000 чел;

$K_6 = 1{,}6$ – при численности от 1 000 до 3 000 чел;

$K_6 = 1{,}8$ – при численности более 3 000 чел.

12. Оптимальное количество аварийно-спасательных отделений в регионе определяется по формуле:

$$N = Оср \times K_1 \times K_2 \times K_3 \times K_4 \times K_5 \times K_6$$

Независимо от значения (N) минимальное количество аварийно-спасательных отделений должно обеспечивать соблюдение нормативной продолжительности рабочего времени, обусловленное круглосуточной готовностью подразделения к выезду на аварийно-спасательные работы силами, определенными планами ликвидации аварий на данных объектах в установленные нормативом сроки.

Расчет численности отделений профессиональных военизированных аварийно-спасательных служб в угольной отрасли производится в соответствии с таблицей 1.

Таблица 1

| № п/п | Наименование показателей | Выполнено по годам | | | | | | | | | | Всего |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
| 1. | Ликвидировано аварий, всего | | | | | | | | | | | |
| | в т. ч. пожаров подземных | | | | | | | | | | | |
| | Взрывов | | | | | | | | | | | |
| | Обрушений | | | | | | | | | | | |
| | Загазирований | | | | | | | | | | | |
| | внезапных выбросов | | | | | | | | | | | |
| | прорыв воды в горные выработки | | | | | | | | | | | |
| | прочие аварии (на пов. объектах) | | | | | | | | | | | |
| 2. | Выполнено технических работ | | | | | | | | | | | |
| 3. | Отработано на ликвидации аварий, чел. час. | | | | | | | | | | | |
| 4. | Отработано на технических работах чел. час. | | | | | | | | | | | |
| 5. | Отработано на авариях и технических работах, чел. час. | | | | | | | | | | | |
| 6. | Продолжительность аварийно-спасательных работ, час. | | | | | | | | | | | |
| 7. | Средняя продолжит. ликвидации одной аварии, час. (Д) | | | | | | | | | | | |
| 8. | Среднегодовая нагрузка на отделение, чел. час. (Тотд) | | | | | | | | | | | |
| 9. | Численность отделений | | | | | | | | | | | |

**2. В нефтяной, химической и газовой отраслях**

13. Расчет численности профилактического состава профессиональных военизированных аварийно-спасательных служб.

Профилактическая работа по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов на скважинах обслуживаемых организаций осуществляется профилактическим составом военизированных противофонтанных аварийно-спасательных отрядов путем обследования объектов и проверки выданных замечаний.

В проведении профилактической работы участвует старший и высший начальствующий состав военизированных противофонтанных аварийно-спасательных отрядов филиалов, руководство и инженерно-технические работники обслуживаемых организаций.

Военизированный противофонтанный аварийно-спасательный отряд филиалов составляет план-график профилактической работы и согласовывает с руководством обслуживаемых организаций.

Очередность периодичность обследований планируется в зависимости от условий бурения, испытания, эксплуатации, сроков консервации, капитального и текущего ремонта, состояния скважины противовыбросного оборудования, но не реже:

для бурящихся скважин – двух обследований в месяц;

в испытании, добыче (промышленная эксплуатация) и пробной эксплуатации – одного обследования в месяц;

в капитальном и подземном ремонте – одного обследования в месяц;

скважин, находящихся во временной консервации, – одного обследования в месяц;

скважин, находящихся в консервации, – двух обследований в год.

13.1 Расчет фактического времени, требуемого для профилактического обследования одного объекта.

14. Время, требуемое на профилактическое обследование одного объекта во время строительства скважин по вызову на опрессовку колонн совместно с противовыбросным оборудованием, проверку готовности к вскрытию продуктивного горизонта, дежурство при проведении испытаний пластов на месторождениях, содержащих $H_2S$, проведении капитального ремонта скважин:

Проверка технической документации – 1 час;

Проверка соответствия оборудования устья скважины утвержденной схеме, состояния противовыбросного оборудования – 1 час;

Опрессовка противовыбросного оборудования совместно с колонной – 4 часа;

Проведение учебно-тренировочных занятий по сигналу «выброс» и инструктаж – 1 час;

Оформление документации – 1 час.

Всего: 8 часов без учета проезда к буровой. Один рабочий день – 8 часов.

14.1. Время, требуемое на профилактическое обследование одного объекта при добыче, консервации, нагнетании воды в пласт и водозаборе, освоении, испытании:

Проверка технической документации на групповой установке – 4 часа;

Обследование устьевого оборудования на одной групповой установке (40 скважин) – 25 часов (обследование 1-й скважины – 38 минут);

Проверка ранее выявленных нарушений – 2 часа;

Проведение учебно-тренировочных занятий по сигналу «открытый фонтан» и проведение инструктажа с операторами по добыче по недопущению открытых фонтанов на групповой установке – 3 часа;

Оформление документации – 2 часа.

Всего: Один час на скважину.

15. Расчет необходимой численности инженеров по профилактике для ведения профилактических работ в бурении и капитальном ремонте скважин (Nб) производится по формуле:

$$Nб = \frac{Кб \times (Нб + V) \times К}{Нпр}, \text{ где:}$$

Кб – количество бригад бурения, капитального ремонта скважин;

Нб – время, затрачиваемое на обследование одной скважины совместно с опрессовкой;

V – среднее время проезда до объекта;

К – коэффициент запаса времени при форс-мажорных обстоятельствах, исчисляемый с момента вызова на объект, равный 1,5.

Нпр – норма времени в месяц для ведения профилактических работ

168 часов – 8 часов (выходные, праздничные дни) – 8 часов (время нахождения в офисе для получения задания, сдачи отчета и т. д.) = 152 часа.

Примечание: Нд, V, К, Нпр для достижения необходимых результатов могут варьироваться.

16. Расчет необходимой численности инженеров по профилактике для ведения профилактических работ в добыче, консервации, пробной эксплуатации, испытании, освоении скважин (Nд) производится по формуле:

$$Nд = \frac{Кс \times (Нд + V) \times К}{Нпр}, \text{ где}$$

Кс – количество скважин;

Нд – время, затрачиваемое на обследование одной скважины;

V – среднее время проезда до объекта;

К – коэффициент запаса времени при форс-мажорных обстоятельствах, исчисляемый с момента вызова на объект, равный 1,5 часам;

Нпр – норма времени в месяц для ведения профилактических работ

168 часов – 8 часов (выходные, праздничные дни) – 8 часов (время нахождения в офисе для получения задания, сдачи отчета и т. д.) = 152 часа.

Примечание: Нд, V, К, Нпр для достижения необходимых результатов могут варьироваться.

17. Расчет необходимой численности инженеров по профилактике для ведения профилактических работ в ходе строительства скважины, включающей в себя бурение, вскрытие продуктивного горизонта, испытание первого объекта, и ее обустройства (Nс) производится по формуле:

$$Nс = \frac{См \times Ксм}{СЗП}, \text{ где:}$$

См – сметная стоимость строительства скважины и ее обустройства;

Ксм – коэффициент, определяющий отчисления от сметной стоимости строительства скважины и ее обустройства, равный 0,01;

СЗП – средняя заработная плата.

18. Расчет необходимой численности подразделений профессиональных военизированных аварийно-спасательных служб при ликвидации открытых нефтяных и газовых фонтанов зависит от объемов работ по промышленной и пробной эксплуатации, освоению, капитальному ремонту скважин и добычи углеводородного сырья, производимых обслуживаемой организацией (предприятием).

При условии проведения вышеуказанных работ и добычи углеводородного сырья от 4 000 до 10 000 тонн в год предприятие недропользователя обслуживают не менее двух профессиональных военизированных аварийно-спасательных взводов, от 10 000 тонн и выше – более двух профессиональных военизированных аварийно-спасательных взводов.

**3. В горнорудной отрасли и газоопасных производствах**

19. Расчет необходимой численности профессионального военизированного аварийно-спасательного подразделения в горнорудной отрасли и газоопасных производствах определяется в зависимости от действующей дислокации профессиональной аварийно-спасательной службы, утвержденного плана ликвидации аварий на каждый обслуживаемый объект, количества выезжающих на аварию отделений, степени аварийной опасности обслуживаемого объекта.

20. Расчет оптимальной численности подразделений профессиональных военизированных аварийно-спасательных служб ($N_{опт}$) производится по формуле:

$$N_{опт} = N_{мин} \times K_в \times K_{тр} \times K_{выр} \times K_{под}, \text{ где:}$$

$N_{мин}$ – количество отделений, определенных по таблице 2

$K_в$ – поправочный коэффициент, учитывающий время прибытия помощи из соседних подразделений профессиональных аварийно-спасательных служб, определяется по таблице 3;

$K_{тр}$ – поправочный коэффициент, учитывающий объем аварийно-спасательных и технических работ, выполняемых отделением за год, определяется по таблице 4;

$K_{выр}$ – поправочный коэффициент, учитывающий протяженность горных выработок обслуживаемого объекта, определяется по таблице 5;

$K_{под}$ – поправочный коэффициент, учитывающий количество работников, находящихся одновременно в подземных условиях, определяется по таблице 6.

Таблица 2

| № п/п | Годовая добыча горной массы (тыс. $м^3$) | Структурное подразделение ПВАСС, обслуживающее: Объект 1-й степени аварийной опасности | Объект 2-й степени аварийной опасности | Объекты 1-й и 2-й степени аварийной опасности |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 1. | До 40 | АСП из 2 отделений, ВАСК обслуживаемого объекта*, ПГАЛ | АСП из 2 отделений, ВАСК обслуживаемого объекта*, ПГАЛ | ВАСВ из 4 отделений, ВАСК обслуживаемого объекта, ПГАЛ |
| 2. | От 40 до 500 | ВАСВ из 4 отделений, ВАСК обслуживаемого объекта, ПГАЛ | ВАСВ из 4 отделений, ПГАЛ | ВАСВ из 5 отделений, ВАСК обслуживаемого объекта, ПГАЛ |
| 3. | От 500 до 3 000 | ВАСВ из 6 отделений, ВАСК обслуживаемого объекта, ПГАЛ | ВАСВ из 4 отделений, ВАСК обслуживаемого объекта, ПГАЛ | ВАСВ из 7 отделений, ВАСК обслуживаемого объекта 1-й степени аварийной опасности, ПГАЛ |
| 4. | От 3 000 до 5 000 | ВАСВ из 8 отделений, ВАСК обслуживаемого объекта, ПГАЛ | ВАСВ из 5 отделений, ВАСК обслуживаемого объекта, ПГАЛ | ВАСВ из 9 отделений, ВАСК обслуживаемого объекта 1-й степени аварийной опасности, ПГАЛ |
| 5. | Свыше 5 000 | ВАСВ из 9 отделений, ВАСК обслуживаемого объекта, ПГАЛ | ВАСВ из 6 отделений, ВАСК обслуживаемого объекта, ПГАЛ | ВАСВ из 10 отделений или ВАСО из 2 ВАСВ с тем же кол-вом отделений, ВАСК обслуживаемого объекта 1-й степени аварийной опасности, ПГАЛ |

* Примечание: при отсутствии ВАСК обслуживание горнодобывающего объекта осуществляется взводом из 4 отделений.

Таблица 3

| Время прибытия помощи из ближайших подразделений ПВАСС (час) | До 2 | От 2 до 6 | От 6 до 12 | Более 12 |
|---|---|---|---|---|
| Значение поправочного коэффициента ($K_в$) | 1,0 | 1,15 | 1,25 | 1,3 |

Таблица 4

| Объем аварийно-технических работ, выполняемых отделением за год (чел/час) | До 500 | От 500 до 1 000 | От 1 000 до 1 500 | От 1 500 до 1 800 | Более 1 800 |
|---|---|---|---|---|---|
| Значение поправочного коэффициента ($K_{тр}$) | 1,0 | 1,05 | l,1 | 1,2 | 1,3 |

Таблица 5

| Протяженность обслуживаемых горных выработок (км) | До 10 | От 10 до 15 | От 15 до 30 | Более 30 |
|---|---|---|---|---|
| Значение поправочного коэффициента ($K_{выр}$) | 1,0 | l,1 | 1,2 | 1,3 |

Таблица 6

| Количество работающих, одновременно находящихся в подземных условиях (чел.) | До 200 | От 200 до 500 | От 500 до 800 | От 800 до 1 000 | Более 1 000 |
|---|---|---|---|---|---|
| Значение поправочного коэффициента ($K_{под}$) | 1,0 | 1,05 | 1,1 | 1,15 | 1,2 |

21. Расчет списочной численности военизированного аварийно-спасательного взвода ($C_{сп}$) производится по формуле:

$$C_{сп} = N_{опт} \times C_{мин} \times K_{яв} + C_{кто}, \text{ где:}$$

$N_{опт}$ – оптимальная численность подразделений профессиональных военизированных аварийно-спасательных служб;

$C_{мин}$ – минимальная численность отделения, выезжающего на ликвидацию аварии, не может быть ниже 6;

$K_{яв}$ – поправочный коэффициент, учитывающий возможное отсутствие работающего на службе;

$C_{кто}$ – численность командного состава, технического и обслуживающего персонала военизированного аварийно-спасательного взвода определяется руководителем профессиональной аварийно-спасательной службы для каждого подразделения, исходя из фактического объема оперативных, технических, профилактических работ на обслуживаемых объектах.

Поправочный коэффициент, учитывающий возможное отсутствие работающего на службе ($K_{яв}$) определяется по формуле:

$$K_{яв} = L : (L - L_{отс}), \text{ где:}$$

L – число дней в год;

$L_{отс}$ – число дней возможного отсутствия работающего на службе;

22. Списочная численность аварийно-спасательных пунктов определяется по формуле:

$$C_{сп} = N_{опт} \times C_{мин} \times K_{яв} + C_{кто}, \text{ где:}$$

$N_{опт}$ – оптимальная численность подразделений профессиональных военизированных аварийно-спасательных служб;

$C_{мин}$ – минимальная численность группы аварийно-спасательных пунктов, выезжающей на ликвидацию аварии совместно с членами вспомогательной аварийно-спасательной команды, не может быть ниже 3;

$K_{яв}$ – поправочный коэффициент, учитывающий возможное отсутствие работающего на службе;

$C_{кто}$ – численность командного состава, технического и обслуживающего персонала аварийно-спасательного пункта определяется руководителем профессиональной аварийно-спасательной службы для каждого подразделения исходя из фактического объема оперативных, технических, профилактических работ на обслуживаемых объектах.

23. Списочная численность вспомогательных аварийно-спасательных команд приведена в таблице 7.

Таблица 7

| Наименование работников | Для ВАСВ | Для АСП |
|---|---|---|
| Руководитель (командир) | 1 | 1 |
| Помощник руководителя (командира) по оперативной работе | 1 | 1 |
| Помощник руководителя (командира) по оперативно-профилактической работе | 1 | |
| Техник 1-й категории | 2 | 1 |
| Инженер-химик | 1 | 1 |
| Пробонаборщики | 2 | 2 |
| Старший водитель | 1 | |
| Водитель специального автомобиля | 4 | 2 |
| Уборщик помещений (1 на 200 м. кв. помещений) | 1 | 1 |
| Всего: | 14 | 9 |

24. Расчет списочной численности отдельного военизированного аварийно-спасательного взвода или военизированного аварийно-спасательного отряда производится по формуле:

$$C_{спо} = \Sigma C_{сп} + C_{спк}, \text{ где:}$$

$\Sigma C_{сп}$ – суммарная численность военизированных аварийно-спасательных взводов, аварийно-спасательных пунктов, входящих в состав отдельного военизированного аварийно-спасательного взвода и военизированного аварийно-спасательного отряда;

$C_{спк}$ – численность командного, технического и обслуживающего состава отдельного военизированного аварийно-спасательного взвода и военизированного аварийно-спасательного отряда.

Данная численность определяется руководителем территориального филиала совместно с обслуживаемыми предприятиями исходя из объемов оперативных, технических и профилактических работ, действующей дислокации профессиональных военизированных аварийно-спасательных служб, промышленного района и других факторов.

Списочная численность технического и обслуживающего состава отдельного военизированного аварийно-спасательного взвода и военизированного аварийно-спасательного отряда приведена в таблице 8.

Таблица 8

| Наименование работников | Для ВАСО | Для ОВАСВ |
|---|---|---|
| Командир (директор) | 1 | – |
| Помощник командира по основной деятельности (заместитель директора) | 1 | – |
| Помощник командира (заместитель директора) по профилактической работе | 1 | – |
| Помощник командира по медицинской работе | 1 | 1 |
| Главный (старший) бухгалтер | 1 | 1 |
| Заведующий химическими лабораториями | 1 | 1 |
| Инженер-химик | 1 | 1 |
| Заведующий хозяйством | 1 | – |
| Механик | 1 | 1 |
| Механик по обслуживанию дыхательной аппаратуры | – | 1 |
| Бухгалтер-кассир | 1 | 1 |
| Инженер по государственным закупкам | 1 | 1 |
| Инспектор по кадрам (делопроизводитель) | 1 | 1 |
| Психолог | 1 | 1 |
| Водитель специального автомобиля | 2 | – |
| Водитель вспомогательного автотранспорта | – | 1 |
| Уборщик помещений (1 на 200 м. кв. помещений) | 1 | – |
| Всего: | 16 | 11 |

Приложение 5
к Правилам обслуживания недропользователей
профессиональными аварийно-спасательными
службами Республики Казахстан

**Перечень обязательных условий для заключения договора об обслуживании недропользователей профессиональными военизированными аварийно-спасательными службами**

1. В состав профессиональных аварийно-спасательных служб входят оперативные, профилактические, медицинские, административные, хозяйственные, учебные и другие вспомогательные службы.

2. Оперативные подразделения состоят из военизированных аварийно-спасательных отделений, пунктов, взводов, отрядов, филиалов. Управление подразделениями централизовано.

3. Первичной оперативной единицей профессиональных аварийно-спасательных служб, способной оказать помощь пострадавшему и выполнить задание по ликвидации аварии является военизированное аварийно-спасательное отделение. Отделение состоит из 8–10 человек респираторщиков (спасателей), в том числе командир отделения и водитель оперативного транспорта.

4. Количество аварийно-спасательных отделений в каждом взводе обуславливается необходимостью соблюдения нормативной продолжительности рабочего времени, круглосуточной готовностью подразделения к выезду на аварийно-спасательные работы силами, определенными планами ликвидации аварий на данных объектах.

5. Первичным оперативным подразделением профессиональных аварийно-спасательных служб, способным вести аварийно-спасательные работы (спасение людей, ликвидация последствий аварий) и успешно завершить их, является военизированный аварийно-спасательный взвод. Военизированный аварийно-спасательный взвод состоит из четырех и более отделений и выполняет все виды аварийно-спасательных работ на обслуживаемых объектах. В состав военизированного аварийно-спасательного взвода входят отделения спасателей-водолазов, спасателей-альпинистов.

6. Руководство взводом возлагается на командира взвода. При наличии во взводе более 3 отделений или специальной аварийно-спасательной техники и оборудования, у командира взвода имеется помощник по оперативно-технической работе.

7. Формированием, объединяющим несколько профессиональных аварийно-спасательных взводов (пунктов), является военизированный аварийно-спасательный отряд, филиал, способный самостоятельно ликвидировать чрезвычайные ситуации природного и техногенного характера, возникающие на опасных промышленных объектах.

Количество взводов в ВАСО обуславливается регламентом работы, спецификой аварийно-спасательной техники, имеющейся на оснащении отряда (криогенная техника, генераторы инертных газов), а также спецификой подготовки личного состава аварийно-спасательных отделений (альпинистская подготовка, водолазная подготовка). Руководство ВАСО возлагается на командира отряда.

При необходимости в состав ВАСО входит пылегазо-аналитическая лаборатория, которая осуществляет контроль состава рудничной атмосферы в горных выработках обслуживаемых предприятий в межаварийный период, а также выполнение анализов аварийных проб при ликвидации аварий. Медицинские службы, реанимационно-противошоковые группы (далее – РПГ) и вспомогательные службы (учебный взвод, ремонтно-механические мастерские (далее – РММ), автослужба. Численность определяется в соответствии с расстановкой, обеспечением функционального предназначения и соблюдением баланса рабочего времени. Всем военизированным аварийно-спасательным отрядам присваивается индивидуальный номер.

8. Нормальная продолжительность рабочего времени спасателя в межаварийный период не превышает 40-часовую рабочую неделю при выполнении работ на поверхности и 30-часовую рабочую неделю при выполнении работ в подземных условиях.

9. В связи с особенностями несения службы (дежурство по графику), в профессиональных аварийно-спасательных службах принят суммированный учет рабочего времени. Периодом, при суммированном учете рабочего времени, является календарный год, в рамках которого в среднем соблюдена установленная продолжительность рабочей недели.

10. Началом работы или дежурства считается момент явки работника профессиональной аварийно-спасательной службы к месту работы или начало установленного графиком дежурства на дому, а окончанием работ или дежурства – момент полного освобождения от работы или дежурства.

11. Для военизированного оперативного состава профессиональных аварийно-спасательных служб с суммированным учетом рабочего времени, переработкой считается время сверх нормальной продолжительности рабочего времени за учетный период.

12. При выполнении работником профессиональной аварийно-спасательной службы в установленный графиком выходной день плановых работ, направленных на предупреждение аварий на обслуживаемом объекте (работы по договору), время, затраченное на выполнение таких работ, дополнительно оплачивается.

13. Нормативная продолжительность рабочей смены составляет:

4 часа – при работе в респираторе;

6 часов – на подземных работах без включения в респираторы;

8 часов – на поверхностных работах.

14. В экстремальных случаях по распоряжению руководителей ликвидации аварии при спасении людей, продолжительность рабочей смены на подземных работах увеличивается. При этом общая занятость в сутки не превышает двукратную нормативную продолжительность рабочей смены.

15. При выполнении аварийно-спасательных и технических работ, предельное количество часов работы за учетный период и календарный год не ограничивается.

16. Время работы в зоне высоких температур, установленное нормативными актами, действующими в профессиональных аварийно-спасательных службах, приравнивается по продолжительности к полной рабочей смене.

17. В соответствии с Законом Республики Казахстан от 27 марта 1997 года «Об аварийно-спасательных службах и статусе спасателей» (далее – Закон) размер заработной платы спасателей и других работников профессиональных военизированных аварийно-спасательных служб не может быть ниже размера заработной платы соответствующих категорий работников обслуживаемых ими организаций. Соответствующие категории по оплате приведены в приложении 2 настоящих Правил.

18. В соответствии с Законом работникам профессиональных военизированных аварийно-спасательных служб ежемесячно выплачивается надбавка за выслугу лет в процентах к должностному окладу в зависимости от стажа работы.

В стаж работы спасателя, дающий право на получение процентной надбавки за выслугу лет, включается время работы в профессиональных аварийно-спасательных службах и формированиях.

В стаж работы спасателя, дающий право на получение процентной надбавки за выслугу лет, также включается:

работа в составе военизированных горноспасательных частей и подразделений;

работа в составе военизированных противофонтанных формирований, организаций;

работа в составе военизированных газоспасательных служб, формирований;

работа в составе профессиональной (военизированной), отраслевой противопожарной службы;

работа в составе оперативно-спасательных формирований, в том числе в составе республиканских, областных, ведомственных водно-спасательных служб и подразделений;

работа в составе единой авиационной поисково-спасательной службы;

работа в Центре медицины катастроф;

работа в составе уполномоченного органа в области промышленной безопасности;

работа на опасных производственных объектах, подлежащих обслуживанию аварийно-спасательными службами;

работа в составе других специализированных в области чрезвычайных ситуаций частях и подразделениях.

В стаж работы для исчисления процентной надбавки к должностному окладу за выслугу лет также засчитывается:

время службы в рядах Вооруженных сил и других воинских формированиях, в подразделениях Комитета национальной безопасности, Министерства внутренних дел и других правоохранительных органов;

время учебы по направлению профессиональных аварийно-спасательных служб и формирований на курсах по подготовке, переподготовке и повышению квалификации кадров с отрывом от работы.

19. Планируемая смета затрат на следующий финансовый год на содержание профессиональных аварийно-спасательных служб составляется в IV квартале текущего года, но не позднее 30 ноября т. г.

20. Резервы финансовых и материальных ресурсов, обеспечивающих создание, подготовку и поддержание в готовности профессиональных военизированных аварийно-спасательных служб для выполнения возложенных на них задач, включают в себя:

материальные затраты, состоящие из расходов на приобретение материалов, в том числе ГСМ, запасных частей, материалов по техническому оснащению, обеспечению своей жизнедеятельности, на текущие ремонты зданий и сооружений предприятия; топлива для подразделений, имеющих автономные котельные; энергии, в том числе электро- и теплоэнергии, горячего водоснабжения; услуг по холодному водоснабжению и канализации; работ и услуг производственного характера по строительству, капитальному ремонту зданий, сооружений и других затрат;

прочие затраты, состоящие из расходов по командировкам, в том числе по проезду, найму жилья, суточным; по оплате налогов и других обязательных платежей в бюджет, по оплате услуг сторонних организаций, в том числе услуг связи, центра стандартизации и метрологии, банков, обслуживающих профессиональные военизированные аварийно-спасательные службы, по ремонту аварийно-спасательного оборудования и техники, техосмотру транспортных средств профессиональных военизированных аварийно-спасательных служб, по обязательному страхованию ответственности владельцев транспортных средств, других расходов;

расходы, включающие фонд оплаты труда, для расчета которого используются данные государственных статистических органов о размере средней заработной платы на обслуживаемом предприятии (организации, объекте), с учетом п. 18 настоящего Приложения, а также расходы, направленные на правовую и социальную защиту и льготы, установленные для аварийно-спасательных служб, в том числе лечебные пособия к отпуску.

расходы на приобретение аварийно-спасательного оборудования, снаряжения, автотранспорта и других основных средств;

другие расходы, состоящие из затрат на оплату обучающих курсов, курсов повышения квалификации для оперативного состава спасателей и работников вспомогательных служб, представительских расходов, просветительско-профилактических и оздоровительных мероприятий, аренды помещений и т. п.

Резервы финансовых и материальных ресурсов, определяются в смете затрат при заключении договоров обслуживания организаций, имеющих опасные производственные объекты.

21. В течение года допускается превышение фактических расходов по отдельным статьям затрат в пределах дополнительных доходов, поступивших от выполнения незапланированных работ.

22. Смета расходов на содержание филиалов утверждается руководителем профессиональной аварийно-спасательной службы.

23. Подразделения профессиональных аварийно-спасательных служб за счет обслуживаемых организаций оснащаются аппаратурой, оборудованием, штатным запасом материалов и автотранспортом согласно нормам оснащения профессиональных аварийно-спасательных формирований и обеспечения кинологических служб, утвержденным постановлением Правительства Республики Казахстан от 2 октября 2007 года № 872.

Оснащение аппаратурой, оборудованием, штатным запасом материалов и автотранспортом определяется в смете затрат при заключении договоров обслуживания организаций, имеющих опасные производственные объекты.

### ПОПРАВКА

15 февраля 2011 года в газете «Казахстанская правда» за № 54-55 был опубликован Закон Республики Казахстан № 406-IV от 10 февраля 2011 года «О внесении изменений и дополнений в некоторые законодательные акты Республики Казахстан по вопросам ипотечного кредитования и защиты прав потребителей финансовых услуг и инвесторов», в котором по техническим причинам были допущены неточности.

Третью, четвертую, пятую строки абзаца шестьдесят третьего подпункта 2) пункта 4 статьи 1 вышеуказанного закона следует читать в следующей редакции: «проверять по документам фактически наличие, размер, состояние и условия хранения заложенного имущества, а также предъявления третьими лицами требований к имуществу заемщика (залогодателя), в том числе имуществу, заложенному банку,»;

абзац седьмой подпункта 3) пункта 8 статьи 1 следует читать:

$$«\text{ГЭСВ} = \frac{(\text{ОСВ} + \text{ОСП}) / (\text{ОЗ}/\text{С})}{\text{С}} \times 12 \times 100, \text{ где:»;}$$

абзац второй подпункта 13) пункта 10 статьи 1 следует читать: «в части второй пункта 1:»;

девятую строку абзаца пятого подпункта 3) пункта 11 статьи 1 следует читать:

«проведения общего собрания держателей облигаций.».

## *Постановление Правительства Республики Казахстан*

Астана, Үкімет Үйі от 10 февраля 2011 года № 123

# Об утверждении Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых

В соответствии с подпунктом 3) статьи 16 Закона Республики Казахстан от 24 июня 2010 года «О недрах и недропользовании» Правительство Республики Казахстан **ПОСТАНОВЛЯЕТ:**

1. Утвердить прилагаемые Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых.

2. Признать утратившим силу постановление Правительства Республики Казахстан от 18 июня 1996 года № 745 «Об утверждении Единых правил разработки нефтяных и газовых месторождений Республики Казахстан» (САПП Республики Казахстан, 1996 г., № 28, ст. 245).

2. Настоящее постановление вводится в действие по истечении десяти календарных дней после первого официального опубликования.

**Премьер-Министр Республики Казахстан**
**К. МАСИМОВ**

Утверждены
постановлением Правительства
Республики Казахстан
от 10 февраля 2011 года № 123

### Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых

### 1. Общие положения

1. Единые Правила по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых в Республике Казахстан (далее – Правила) разработаны в соответствии с подпунктом 3) статьи 16 Закона Республики Казахстан от 24 июня 2010 года «О недрах и недропользовании».

2. Настоящие Правила определяют единый порядок по рациональному и комплексному использованию при разведке и добыче полезных ископаемых.

3. В настоящих Правилах используются следующие основные понятия: сточные воды – воды, отводимые после использования в бытовой и производственной деятельности человека или загрязненные воды, подлежащие удалению с территории населенных пунктов и промышленных организаций;

геологические запасы – запасы углеводородного сырья, находящиеся в залежах;

углеводородное сырье – сырая нефть, газовый конденсат, природный газ и попутный газ, битум, а также углеводороды, полученные после очистки сырой нефти, природного газа, обработки горючих сланцев и смолистых песков;

месторождение углеводородного сырья – часть недр, содержащих природное скопление углеводородного сырья в одной или нескольких оконтуренных залежах, приуроченных территориально к одной площади и связанных с благоприятной тектонической структурой или с другими типами ловушек;

запасы углеводородного сырья – масса нефти, конденсата, а также объем газа в выявленных, разведываемых и разрабатываемых залежах, приведенные к стандартным (0,1 МПа и 20 °С) условиям;

пробная эксплуатация залежей углеводородного сырья – операции, проводимые на нефтяных и нефтегазовых месторождениях и предусматривающие временную эксплуатацию пробуренных разведочных скважин;

регулирование разработки залежей углеводородного сырья – управление процессом извлечения углеводородного сырья с помощью комплекса различных технологических и технических мероприятий;

месторождения, имеющие сложное геологическое строение, – месторождения, более семидесяти процентов запасов которых характеризуются изменчивостью мощности либо нарушением залегания тел полезного ископаемого или невыдержанным качеством полезного ископаемого и неравномерным распределением основных ценных компонентов, либо неоднородностью коллектора или коллекторских свойств продуктивных пластов, либо аномально высоким пластовым давлением;

выемочная единица – наименьший экономически и технологически оптимальный участок месторождения с достоверным подсчетом исходных запасов (блок, панель, лава, часть уступа), отработка которого осуществляется единой системой разработки и технологической схемы выемки, по которому может быть осуществлен наиболее точный отдельный учет добычи по количеству и качеству полезного ископаемого;

рентабельные геологические запасы (извлекаемые) – часть геологических запасов, извлечение которых экономически целесообразно при использовании современных апробированных технологий и техники с соблюдением требований по охране недр и окружающей среды;

нерентабельные геологические запасы – запасы, извлечение которых при использовании современных апробированных технологий и техники с соблюдением требований по охране недр и окружающей природной среды экономически нецелесообразно;

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

### 2. Рациональное и комплексное использование недр при разведке и добыче углеводородного сырья

### 2.1. Разведка месторождений углеводородного сырья

4. По начальному природному фазовому состоянию углеводородного сырья в недрах залежи подразделяются на однофазные и двухфазные. К однофазным относятся: нефтяные залежи, содержащие только нефть с растворенным в ней газом;

газовые залежи, содержащие только природный газ, состоящий из низкомолекулярного углеводородного сырья;

газоконденсатные залежи, содержащие газ с углеводородным конденсатом в газовом состоянии.

Двухфазные залежи в начальном природном виде содержат в пластах одновременно нефть и свободный газ, залегающий над нефтью в виде шапки, либо газоконденсатную часть залежи и нефтяную оторочку.

5. В зависимости от доли объема нефтенасыщенной части $V_н$ от общего объема залежи углеводородного сырья в целом к двухфазным залежам относятся:

нефтяные с газовой или газоконденсатной шапкой при $V_н > 0{,}75$;

газонефтяные или газоконденсатнонефтяные при $0{,}5 < V_н < 0{,}75$;

нефтегазовые или нефтегазоконденсатные при $0{,}25 < V_н < 0{,}50$;

газовые или газоконденсатные с нефтяной оторочкой при $V_н < 0{,}25$.

Для двухфазных залежей начальная система разработки ориентируется на первоочередное извлечение фазы, доля объема которой превалирует в общем объеме залежи (больше 50 процентов). Окончательные решения по очередности отбора фаз обосновываются технико-экономическими расчетами.

6. Месторождения углеводородного сырья подразделяются, в зависимости от доли объема нефтенасыщенной части $V_н$ в общем объеме углеводородного сырья всех залежей месторождения, на:

нефтяные (в том числе газонефтяные) при $0{,}5 < V_н < 1$;

нефтегазовые (в том числе нефтегазоконденсатные) при $0{,}25 < V_н < 0{,}50$;

газовые или газоконденсатные при $V_н < 0{,}25$.

Допускается одновременная разработка нефтяной и газоконденсатной частей нефтегазоконденсатного месторождения с компенсацией отборов в виде поддержания пластового давления закачкой агента, при наличии запасов нефти менее 30 процентов от общего объема залежи.

7. По сложности строения месторождения (залежи) подразделяются на: простого строения, приуроченные к тектонически ненарушенным или слабонарушенным структурам, продуктивные пласты которых характеризуются выдержанностью толщин и коллекторских свойств по площади и разрезу;

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

очень сложного строения, характеризующиеся одновременным сочетанием литологических замещений или тектонических нарушений, делящих залежь на отдельные блоки, невыдержанностью толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов в пределах этих блоков, газонефтяные и нефтегазовые залежи, в которых нефть в подгазовых зонах подстилается подошвенной водой и содержится в тонких оторочках неоднородных пластов.

8. Разведка включает полевые геолого-геофизические исследования, параметрическое, структурное, поисковое и разведочно-оценочное бурение с производством комплекса геофизических скважинных исследований, отбор керна, пластовых флюидов и их лабораторные исследования, опробование и испытание поисковых и разведочных скважин.

9. Разведка ведется по утвержденному проекту поисковых работ, в котором обосновываются категории, количество, местоположение и сроки бурения скважин, решаемые ими задачи, комплекс и объемы необходимых исследований.

10. Виды исследований в процессе бурения определяются геолого-техническим нарядом, составляемым проектной организацией для каждой разведочной скважины индивидуально. Полученные данные должны быть достаточны для надежного обоснования кондиций, подсчета запасов углеводородного сырья с их утверждением в установленном порядке и для проектирования разработки.

11. Классификация запасов месторождений производится в порядке, определяемом уполномоченным органом по изучению и использованию недр.

12. В проекте поисковых работ содержатся и обосновываются: объемы, кондиционность и значимость имеющихся исторических данных, степень изученности участка разведки;

задачи разведки, плотность сетки сейсмических профилей и их ориентации, методика постановки сейсморазведочных и иных геофизических полевых работ, работ по обработке и интерпретации;

применение иных видов специальных исследований;

точки размещения поисковых и разведочных скважин, их проектные глубины и конструкции, способы и последовательность бурения;

интервалы отбора керна, испытания на приток продуктивных пластов;

порядок опробования и испытания нефтегазоносных горизонтов в процессе бурения;

комплекс геофизических и гидродинамических исследований скважин, отбор и лабораторные исследования керна и глубинных проб пластовых флюидов;

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

объемы и сроки выполнения работ;

финансовая часть и ожидаемая эффективность разведочных работ;

для нефтегазовых, газонефтяных и нефтегазоконденсатных залежей при размещении разведочных скважин учитывается необходимость испытания нефтяной и газовой части этих залежей;

конструкции поисковых и разведочных скважин обосновываются в проектах строительства соответствующих скважин.

13. По месторождению в целом в процессе разведки изучаются:

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

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

характеристика покрышек залежей, их вещественный состав и свойства;

термобарические закономерности в разрезе месторождения.

14. По каждой залежи устанавливаются:

структурно-тектоническое строение залежи;

гидродинамический режим работы залежи;

изменения в пределах продуктивных горизонтов, пластов общих и эффективных нефтегазонасыщенных толщин;

контуры нефтегазоносности;

литологические свойства пород;

фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов, их изменчивость в объеме залежей;

обоснованы положения водонефтяного, газонефтяного или газо-водяного контактов;

начальная и остаточная нефтегазонасыщенность продуктивных пластов;

поверхностные свойства продуктивных пластов (гидрофильность, гидрофобность);

коэффициенты вытеснения водой и иными предполагаемыми агентами по продуктивным пластам;

значения относительных фазовых проницаемостей пород-коллекторов для углеводородного сырья, воды и иных предполагаемых агентов в зависимости от их долевого содержания;

величины начальных пластовых давлений и температур;

физико-химические свойства пластовой нефти и динамика/изменение в зависимости от изменения давления, температуры, объема, в том числе по данным стандартной сепарации, ступенчатой сепарации и дифференциального разгазирования (давление насыщения нефти газом, газосодержание, плотность, вязкость, объемный коэффициент и сжимаемость в пластовых условиях, коэффициент усадки и другие);

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

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

физико-химические свойства газа в пластовых и поверхностных (стандартных и/или нормальных) условиях (компонентный состав, плотность по воздуху, сжимаемость, давление начала конденсации, динамика дифференциальной конденсации и другие);

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

физико-химические свойства пластовой воды.

Перечисленные сведения получают по данным бурения скважин, опробования пластов при бурении, геофизических исследований – скважинных и полевых, литологического изучения пород, лабораторного исследования свойств углеводородного сырья и керна, иной информации, обобщенной за весь этап разведки месторождения.

15. В процессе разведки изучаются поверхностные условия (рельеф, наличие водоемов, запретные зоны и другие), изыскиваются источники водоснабжения для обеспечения деятельности недропользователей, выявляются в разрезе месторождения, поглощающие горизонты для сброса промышленных и других сточных вод, оценивается сырьевая база строительных материалов.

16. На территории государственных заповедных зон разрешаются геологическое изучение, разведка полезных ископаемых по согласованию с уполномоченными государственными органами в области особо охраняемых природных территорий, охраны, воспроизводства и использования животного мира с учетом специальных экологических требований, установленных Экологическим кодексом Республики Казахстан.

17. Испытание разведочных скважин предусматривает организацию добычи углеводородного сырья из них на срок до трех месяцев, в отдельных случаях для мелких и средних месторождений возможно дифференцированное тестирование скважин, позволяющее проводить пробную эксплуатацию скважины с проведением комплекса промыслово-геологических и гидродинамических исследований по каждому пласту. Добытая углеводородная смесь в обязательном порядке реализуется государству согласно условиям контракта, за исключением случаев, когда при испытании разведочных (оценочных) скважин на море по итогам экологической экспертизы сжигание углеводородов на факеле признано наиболее безопасным методом утилизации для окружающей среды. При этом получают следующие данные:

начальное пластовое давление и температуру;

данные о режиме работы пласта;

возможные в условиях последующей разработки дебиты скважин и забойные давления;

общие для каждой скважины и удельные (на один метр нефтенасыщенной толщины) коэффициенты продуктивности по интервалам горизонтов по пластовым флюидам;

средний для дренируемой части горизонта коэффициент проницаемости;

коэффициент гидропроводности горизонта;

коэффициент газопроводности;

коэффициент пьезопроводности.

18. Пробная эксплуатация залежей углеводородного сырья проводится в соответствии с проектом пробной эксплуатации, который разрабатывается на основе оперативных запасов углеводородного сырья, и утверждается в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан.

19. Пробная эксплуатация залежей углеводородного сырья проводится для уточнения имеющейся и получение дополнительной информации о геолого-физической характеристике залежей, условиях залегания углеводородного сырья, продуктивности скважин. В процессе данных работ необходимо осуществлять сбор и накопление исходной информации для построения статических моделей залежей углеводородного сырья, подсчета запасов и последующего проектирования промышленной разработки залежей и месторождений.

20. Началом пробной эксплуатации считается дата начала реализации утвержденного проекта пробной эксплуатации, предусмотренной в утвержденной Рабочей программе.

21. При пробной эксплуатации залежей углеводородного сырья могут быть пробурены и введены в эксплуатацию опережающие добывающие и нагнетательные скважины.

22. Сроки и объемы добычи при пробной эксплуатации определяются сроком и объемами исследований по каждой скважине в отдельности. Предложения о необходимости, сроках проведения пробной эксплуатации и объемах добычи в период пробной эксплуатации направляются центральной комиссией по разведке и разработке полезных ископаемых (далее – центральная комиссия) в уполномоченный орган по изучению и использованию недр.

23. Не допускается проведение пробной эксплуатации без утвержденного в установленном порядке проекта пробной эксплуатации, а также в нарушение требований проекта пробной эксплуатации.

24. В проекте пробной эксплуатации залежей углеводородного сырья предусматривается:

перечень вводимых в эксплуатацию разведочных скважин, количество и местоположение опережающих добывающих и нагнетательных скважин;

комплекс геолого-геофизических и гидродинамических исследований скважин, интервалы отбора и лабораторных исследований керна и глубинных и поверхностных проб пластовых флюидов;

выбор эффективных методов вскрытия пластов и освоения скважин;

изучение приемистости нагнетательных скважин;

ориентировочные уровни добычи углеводородного сырья с обоснованием сроков и объемов добычи, а также видов исследований в период пробной эксплуатации залежей углеводородного сырья.

25. При пробной эксплуатации залежей углеводородного сырья определяются:

эффективная технология освоения нагнетательных скважин под закачку предлагаемого вытесняющего агента (воды, других агентов);

возможные режимы эксплуатации нагнетательных скважин (давление нагнетания, приемистость, требования к нагнетаемому агенту, способы очистки скважин и другие);

характер взаимодействия нагнетательных и добывающих скважин;

геолого-физические причины, осложняющие процесс воздействия (изменчивость условий залегания и проницаемости пластов, недостаточная активность воздействия и так далее);

изменение пластового давления и дебитов в процессе эксплуатации.

26. Получаемое в периоды испытания скважин и пробной эксплуатации залежей углеводородное сырье является добытым при разведке в отличие от добычи при разработке, которая учитывается с момента заключения контракта на добычу. При этом для целей подсчета запасов учет добычи углеводородного сырья должен вестись с начала разведки.

27. Залежи небольших размеров с простой благоприятной геолого-промысловой характеристикой могут вводиться в промышленную разработку, минуя стадию их пробной эксплуатации, при условии заключения контракта на добычу или на совмещенную разведку и добычу.

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

29. Основой статической геолого-промысловой модели залежи углеводородного сырья являются использование методов геометризации.

30. В число обязательной геологической графики при геометризации залежей входят:

схемы детальной корреляции разрезов скважин;

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

структурные карты или карты поверхностей кровли и подошвы коллекторов изучаемого объекта с нанесением внешнего и внутреннего контуров нефтеносности и газоносности, зон выклинивания или фациального замещения пластов, а также линии тектонических нарушений (при их наличии);

карты общих, эффективных нефтегазонасыщенных толщин.

31. Обязательной составной частью статической геолого-промысловой модели залежи углеводородного сырья являются сведения с характеристикой:

природного режима, энергетических возможностей объекта, начального пластового давления, давления насыщения и ретроградного выпадения конденсата и другие;

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

фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов – пористости, проницаемости нефтегазо- и водонасыщенности и других параметров структуры вещественного объема;

количественной оценки неоднородности продуктивных пластов, расчлененности, прерывистости, песчанистости, изменчивости проницаемости;

свойств пластовых флюидов в пластовых и поверхностных условиях, газонасыщенности, содержания парафина в нефти и конденсата в газе и других.

### 2.1.1. Оценка запасов углеводородного сырья и сопутствующих компонентов

32. Геологические запасы, выявленные в месторождениях углеводородного сырья, подразделяются на две группы: рентабельные (извлекаемые) и нерентабельные.

33. Подсчет запасов углеводородного сырья производится по окончании каждой из стадий геологоразведочных работ и в процессе разработки:

после открытия месторождения углеводородного сырья, то есть по завершении стадии поиска – оперативно;

по завершении стадии оценки месторождений углеводородного сырья – с утверждением запасов Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых Республики Казахстан (далее – Государственная комиссия по запасам);

по завершении всего этапа разведки с пробной эксплуатацией залежи – с утверждением запасов Государственной комиссией по запасам;

после эксплуатационного разбуривания месторождения по первому проектному документу на разработку (по технологической схеме разработки нефтяного или нефтегазового месторождения или по проекту опытно-промышленной эксплуатации газового или газоконденсатного месторождения) – с утверждением запасов Государственной комиссией по запасам при изменении ранее утвержденных геологических или извлекаемых запасов более чем на 10 процентов для крупных и уникальных месторождений, и на 20 процентов – для остальных.

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

35. При наличии данных пробной эксплуатации залежей углеводородного сырья небольших размеров оценка запасов нефти и конденсата на стадиях разведки допускается применение методов, основанных на принципе материального баланса (для газа – методом падения пластового давления), с целью определения масштаба запасов изучаемой залежи.

36. Подсчет и учет геологических запасов углеводородного сырья и содержащихся в нем компонентов на стадии поиска, разведки и эксплуатации месторождений проводится по каждому продуктивному горизонту или залежи в целом отдельно и по месторождению в целом, с выделением запасов по нефтяной, газовой, водонефтяной, газоводяной, газонефтеводяной зонам.

Запасы нефти, конденсата, этана, пропана и бутана подсчитывают в тыс. тоннах, запасы свободного газа – в млн. $м^3$, запасы гелия и аргона – в тыс. $м^3$ при стандартных условиях (0,1 МПа и 20°С).

37. Запасы углеводородного сырья на месторождении, а также уровень его извлекаемости подлежат государственной экспертизе недр и утверждению Государственной комиссией по запасам.

38. Извлекаемые запасы и коэффициенты извлечения углеводородного сырья и содержащихся в нем компонентов, имеющих промышленное значение, определяются на основании технологических и технико-экономических расчетов вариантов разработки в виде технико-экономического обоснования коэффициента извлечения углеводородного сырья, которое представляется на государственную экспертизу недр.

39. Государственной комиссией по запасам утверждается конечный коэффициент извлечения углеводородного сырья по варианту, наиболее полно отвечающему технологическим, экономическим и экологическим требованиям.

### 2.2. Разработка месторождений углеводородного сырья

40. Подготовка месторождений к промышленной разработке предусматривает:

проведение разведочных работ;

проведение пробной эксплуатации;

построение статических геологических моделей залежей углеводородного сырья, включая составление цифровых моделей для месторождений с запасами более 3 млн. тонн;

подсчет запасов углеводородного сырья.

41. По контрактам на совмещенную разведку и добычу недропользователь приступает к подготовке проекта промышленной разработки в течение трех месяцев после утверждения запасов углеводородного сырья либо переутверждения запасов углеводородного сырья при их изменении согласно пункту 33 настоящих Правил.

42. Проект обустройства месторождения выполняется на основе проекта промышленной разработки.

43. Недропользователь приступает к подготовке проекта обустройства месторождения в случае принципиальных изменений в схемах и технологиях разработки месторождения.

44. Ввод в промышленную разработку месторождений (залежей) углеводородного сырья допускается, если:

выполнены работы по разведке нефтяного месторождения, при необходимости проведена пробная эксплуатация залежей или опытно-промышленная разработка представительных участков месторождения, а по газовым и газоконденсатным месторождениям – опытно-промышленная эксплуатация месторождения;

проведена государственная экспертиза запасов углеводородного сырья и содержащихся в них других попутных компонентов, и запасы поставлены на государственный баланс запасов полезных ископаемых;

проект согласован с уполномоченным органом в области промышленной безопасности;

утверждены в установленном порядке проектные документы на промышленную разработку.

45. Ввод в промышленную разработку месторождений (залежей) углеводородного сырья без переработки (утилизации) попутного газа не допускается.

46. Разработка газовых и газоконденсатных месторождений начинается с опытно-промышленной эксплуатации, которая является первой стадией проектирования газовых и газоконденсатных месторождений и проводится:

для обеспечения подсчета запасов газа, конденсата и других компонентов по промышленным категориям, получения необходимых исходных данных для составления проектов разработки и обустройства промысла;

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

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

47. Проведение опытно-промышленной эксплуатации допускается при наличии заключенного контракта на добычу.

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

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

утвержден в установленном порядке проект опытно-промышленной эксплуатации;

получен горный отвод;

введены в эксплуатацию в установленном порядке необходимые промысловые сооружения;

урегулированы вопросы транспортировки с собственником магистрального трубопровода;

49. При наличии в газе сероводорода и сероорганики в количествах, превышающих 10 ppm, ввод месторождений в опытно-промышленную эксплуатацию возможен только с одновременным вводом очистных установок.

50. В отдельных случаях проводится опытно-промышленная разработка нефтяных и нефтегазовых месторождений, которая предусматривает ввод в эксплуатацию небольших залежей или участков крупных залежей на разведуемых или промышленно разрабатываемых объектах.

51. В проекте опытно-промышленной разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений обосновываются:

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

количество и расположение добывающих и нагнетательных скважин;

технология опытно-промышленной разработки;

потребность в специальном оборудовании и агентах воздействия на пласт;

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

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

уровни добычи углеводородного сырья и закачки агента воздействия на период проведения опытных работ;

основные требования к системе промыслового обустройства;

предполагаемая технологическая и экономическая эффективность опытно-промышленных работ.

В результате опытно-промышленных работ должен быть выполнен анализ неопределенностей гидродинамической и геологической моделей месторождения, подготовлены рекомендации по дополнительному геолого-геофизическому изучению резервуара.

### 2.2.1. Проектирование и промышленная разработка нефтяных и нефтегазовых месторождений

52. Проектирование разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений базируется на результатах разведки и оценки запасов, подсчитанных в соответствии с установленным порядком и утвержденных Государственной комиссией по запасам.

53. При проектировании используются данные непосредственных замеров и определенные путем расчетов.

54. Путем расчетов определяется площадь, подлежащая разбуриванию в пределах минимальной допустимой эффективной толщины, для которой определяются средние значения и квадраты коэффициента вариации для общей толщины, эффективная толщина, числа обособленных слоев, коэффициент продуктивности скважин и пластов и удельный коэффициент продуктивности на единицу эффективной толщины каждого пласта.

55. По данным пробной эксплуатации залежей рекомендуется также определить степень уменьшения коэффициента продуктивности по нефти при снижении забойного давления ниже давления насыщения.

56. По результатам фактической закачки воды в нагнетательные скважины и фактическому обводнению добывающих скважин рекомендуется также определять соотношение подвижностей воды и нефти в пластовых условиях, показатель неравномерности вытеснения нефти водой в добывающую скважину, а также показатель расчетной послойной неоднородности пластов по проницаемости.

57. При отсутствии указанных необходимых физических сведений расчетную послойную неоднородность пластов следует определять по данным геофизических измерений, а соотношение подвижностей воды и нефти – по значениям их вязкостей и остаточной нефтенасыщенности.

58. По аналогии с данными других месторождений с плотной сеткой скважин устанавливается шаг хаотической изменяемости коллекторских свойств пластов (эффективной толщины, удельной продуктивности).

59. Для промышленной разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений составляются:

проект опытно-промышленной разработки;

технологическая схема разработки;

проект промышленной разработки;

технико-экономической обоснование разработки.

Из вышеуказанных документов некоторые исключаются, если в них нет необходимости.

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

61. Если по результатам экономических расчетов прогнозируется изменение конечных коэффициентов извлечения углеводородного сырья, конечные коэффициенты извлечения углеводородного сырья переутверждаются Государственной комиссией по запасам.

62. При промышленной разработке нефтяного и нефтегазового месторождения несколькими недропользователями ведение работ определяется соглашением между недропользователями о совместной деятельности по разработке месторождения как единого целого, подлежащим согласованию с компетентным органом. На основании указанного соглашения в установленном порядке вносятся соответствующие изменения в проектные документы, в которых также обосновываются порядок и содержание работ по координации недропользователями операций по разработке в целях наиболее эффективного использования недр.

63. Не допускается нарушение недропользователем предусмотренных проектными документами норм отбора углеводородного сырья. Превышение фактической квартальной добычи над проектной допускается не более чем на два процента при условии соблюдения проектных режимов работы скважин и выполнения предусмотренных проектным документом на разработку объекта эксплуатации:

программы по бурению эксплуатационного фонда;

объемов и состава закачки агента;

мероприятий по интенсификации добычи.

### 2.2.1.1. Выбор системы разработки нефтяного и нефтегазового месторождения, выделение эксплуатационных объектов

64. Разработка нефтяного и нефтегазового месторождения включает в себя комплекс технических и технологических мероприятий: бурение различных скважин по определенным сеткам и создание условий для их оптимальной эксплуатации, организацию воздействия на продуктивные пласты, контроля разработки, подготовку продукции до товарного качества, транспортировку до мест сдачи продукции, а также другие сопутствующие данным работам мероприятия.

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

66. Выбор рациональной системы разработки осуществляется путем рассмотрения вариантов с оптимизацией основных элементов системы.

Основное внимание уделяется обоснованию: выделения эксплуатационных объектов; способа и режима эксплуатации скважин;

системы размещения и плотности сетки скважин; вида воздействия на пласты;

принимаемых расчетных забойных давлений добывающих и нагнетательных скважин;

выбора агента для повышения нефтеотдачи пластов;

утилизации попутного газа, переработки попутного газа до товарного.

67. Выделение в разрезах месторождений углеводородного сырья эксплуатационных объектов – первый этап в проектировании разработки – решается с учетом геолого-физических, технических, экологических и экономических факторов в виде оптимизационной задачи. В результате допускается выделение одного, двух и более объектов.

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

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

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

71. Разработка нефтяных и нефтегазовых месторождений осуществляется на режимах двух типов: на естественных и искусственных режимах восполнения пластовой энергии.

72. Первый тип режимов включает в себя естественный водонапорный режим, при котором вода из законтурной водоносной области поступает в пределы нефтяной залежи и вытесняет нефть, а также в разных соотношениях: упругий режим, режим растворенного газа.

73. Не допускается необоснованный выпуск газа из газовой шапки и разгазирование нефти в пластовых условиях, приводящие к снижению коэффициента извлечения основного добываемого флюида.

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

75. В качестве вытесняющего агента применяются:

вода из различных природных источников и попутная промысловая после ее очистки и деаэрации;

вода, обработанная различными химическими реагентами, горячая вода, пар, газ и другие энергоносители обычно в виде оторочек, вытесняемых водой.

### 2.2.1.2. Сетки скважин

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

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

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

79. Эксплуатационно-оценочные скважины выполняют узконаправленные задачи по изучению фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, выполнения в них промыслово-исследовательских работ по определению параметров залежи, подтверждения промышленных запасов.

80. Для каждого объекта подбирается рациональная плотность сетки скважин. Рациональной считается такая плотность сетки и соответственно такое общее количество скважин, при которых достигается максимум экономического эффекта при возможно более полном извлечении запасов углеводородного сырья.

81. Плотность сетки скважин выбирается с учетом геолого-физических факторов, основными из которых являются:

удельные запасы нефти на единицу площади;

свойства пластовой нефти (вязкость, газосодержание, соотношение пластового давления и давления насыщения);

характер и степень неоднородности продуктивных пластов; фильтрационные свойства пород-коллекторов.

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

83. На месторождениях с двумя и более объектами системы размещения добывающих и нагнетательных скважин увязываются между собой.

### 2.2.1.3. Размещение нагнетательных скважин

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

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

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

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

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

89. В отдельных случаях рядные (блоковые) системы внутриконтурного заводнения дополняются очаговым заводнением и (или) сочетаются с законтурным (приконтурным).

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

### 2.2.1.4. Выбор забойных давлений нагнетательных и добывающих скважин

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

92. При разработке месторождений высоковязкой, малопарафинистой, малогазированной нефти забойное давление в добывающих скважинах поддерживают на минимально возможном уровне, независимо от давления насыщения нефти и газа. При разработке месторождений с пластовой температурой на 10 процентов больше температуры плавления парафина забойное давление поддерживают на технологически обоснованном уровне, независимо от давления насыщения нефти газом.

93. Не допускается эксплуатация добывающих скважин с забойными давлениями ниже предусмотренных в проектных документах.

### 2.2.1.5. Технико-экономические показатели и варианты разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений

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

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

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

Первым (базовым) вариантом является вариант разработки на режиме истощения пластовой энергии. В последующих проектных документах первым вариантом служит осуществляемый вариант предыдущего проектного документа – бывший рациональный, но пересчитанный по результатам уточнения геологического строения и продуктивности нефтяных пластов, новых соображений по технологии и новой экономической ситуации.

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

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

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

### 2.2.1.6. Конструкции и бурение добывающих и нагнетательных скважин, вскрытие пластов

98. Все операции по строительству скважин и вводу их в эксплуатацию должны осуществляться в соответствии с проектом строительства скважин. Проекты строительства скважин подлежат согласованию с уполномоченным органом в области промышленной безопасности.

99. Проектирование строительства скважин основывается на следующих положениях:

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

технический проект является основным документом, регламентирующим процесс строительства скважин. Технические проекты разрабатываются проектными организациями, обладающими лицензиями на выполнение данного вида проектных работ, и согласовываются в установленном порядке с соответствующими государственными органами. В проектах предусматривается качественное вскрытие продуктивных пластов, крепление и надежность скважин, выполнение всех требований технологических проектных документов на разработку;

при проектировании строительства скважин руководствуются действующими нормативными документами по всем основным видам работ и охране окружающей среды. Технический проект разрабатывается на основании задания на проектирование строительства скважин, которое составляется недропользователем на основе проекта поисковых работ и технологической схемы разработки месторождения;

ответственность за полноту и достоверность исходных данных на проектирование несет заказчик, а за качество проекта – проектная организация;

строительство скважин осуществляется на основе подрядных договоров между буровой организацией-подрядчиком и недропользователем-заказчиком или самим недропользователем (его операционной компанией) при наличии соответствующей лицензии;

изменения к проекту в целях повышения качества и безопасности работ производятся по требованиям уполномоченных органов в области охраны окружающей среды, нефти и газа, а также иных государственных органов в пределах их компетенции;

контроль за исполнением проектов осуществляют заказчик и проектная организация;

ответственность за соблюдение проектов и качество строительства скважин возлагается на подрядную буровую организацию.

100. Проекты строительства скважин утверждаются компетентным органом в случае строительства скважин:

с содержанием сероводорода в газе более шести процентов от объема; на суше глубиной более пяти тысяч метров; на море глубиной более четырех тысяч метров; с устьевым давлением более тридцати пяти мегапаскалей. По иным видам скважин проект строительства утверждается недропользователем.

101. Проекты строительства скважин разрабатываются с учетом специальных требований по составлению проектов строительства скважин, утверждаемых компетентным органом. Проекты строительства скважин подлежат согласованию с уполномоченным органом в области промышленной безопасности.

102. При строительстве скважин используются соответствующие нормативы, в том числе и зарубежные нормативы, если их требования не ниже казахстанских и не противоречат им.

103. Все операции по строительству скважин проводятся в полном соответствии с требованиями режимно-технологической документации, разработанной проектной организацией, с обязательным проведением всего комплекса маркшейдерско-геофизических работ, обеспечивающих соответствие фактических точек размещения устьев и забоев скважин их проектным положениям.

104. Способы бурения и соответствующие им бурильные трубы, долота, режим бурения, тип и рецептура бурового раствора должны соответствовать требованиям технических регламентов.

105. Предусматривается и обосновывается способ вскрытия бурением продуктивных отложений с различными пластовыми давлениями на разрабатываемых месторождениях.

106. Вопросы технологии бурения предварительно приводятся в проекте промышленной разработки и детально рассматриваются в индивидуальных или групповых проектах строительства скважин.

107. Объем запасного бурового раствора определяется в техническом проекте.

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

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

проектом разведки нефтяного и нефтегазового месторождения;

технологической схемой, проектом разработки нефтяного, нефтегазового, газового или газоконденсатного месторождения.

110. Конструкции скважин представляют собой комплекс обсадных колонн с необходимыми диаметрами и длинами, зацементированными заколонными пространствами, определенным оборудованием прискважинной области продуктивных пластов и оборудованием устья скважин.

111. Конструкции скважин должны обеспечивать надежность, технологичность и безопасность их бурения и эксплуатации, в том числе:

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

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

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

получение необходимой горно-геологической информации по вскрываемому разрезу;

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

максимальную унификацию по типоразмерам обсадных труб и ствола скважин;

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

возможность установки клапанов-отсекателей, пакерующих и других устройств.

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

113. Конструкции нагнетательных скважин под закачку горячей воды, пара и газа обосновываются в проектном документе на разработку и в проектах на строительство скважин.

114. Конструкции разведочных скважин на месторождениях углеводородного сырья с доказанной продуктивностью должны отвечать требованиям для возможного использования их при эксплуатации.

115. Профили стволов скважин при бурении проектируются исходя из целевого назначения скважин, конкретных геолого-технических возможностей бурения, поверхностных условий и наличия охранных зон.

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

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

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

доведение скважины до проектной глубины без каких-либо осложнений при существующем состоянии техники и технологии буровых работ;

качественное строительство скважины при минимальных затратах времени и средств;

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

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

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

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

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

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

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

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

123. Не допускается вести бурение скважин без механизированной очистки бурового раствора.

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

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

герметизации устья скважины при спущенных бурильных трубах и без них;

вымыва флюида из скважины по принятой технологии;

подвески колонны бурильных труб на плашках нижнего превентора после его закрытия;

срезания бурильной колонны;

контроля за состоянием скважины во время глушения;

расхаживания бурильной колонны для предотвращения ее прихвата;

спуска или подъема части или всей бурильной колонны при герметично закрытом устье.

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

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

128. Строительство необходимых промысловых объектов и иных объектов инфраструктуры, необходимых для добычи, подготовки, хранения и транспортировки углеводородного сырья от места добычи и хранения до места перевалки в магистральный трубопровод и (или) на другой вид транспорта, осуществляется в соответствии с проектными документами, утверждаемыми в установленном порядке.

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

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

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

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

133. На месторождениях, содержащих сероводород, углекислый газ и другие агрессивные соединения, применяются коррозионно-стойкие обсадные трубы и тампонажный цемент.

134. Качество цементирования обсадных колонн и разобщения пластов контролируется специальными геофизическими исследованиями.

135. Комплекс геофизических исследований должен обеспечить: контроль и регистрацию фактических диаметров и толщины стенок обсадной колонны;

контроль и регистрацию фактического положения элементов технологической оснастки спущенной колонны;

получение данных о распределении цемента за колонной;

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

выявление наличия газа и жидкости в заколонном пространстве.

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

136. Сообщение продуктивного пласта со стволом скважин обеспечивается путем перфорации зацементированной колонны, установки фильтра без его цементирования или путем оставления открытого забоя.

137. Вскрытие продуктивных пластов перфорацией является наиболее распространенным способом.

138. Устье скважины перед перфорацией эксплуатационной колонны оборудуется перфорационной задвижкой или превенторной установкой согласно техническому проекту на строительство скважин и утвержденной схеме, а скважина заполнена буровым раствором (жидкостью) при минимальном содержании твердой фазы с плотностью, исключающей возможность нефтегазопроявлений, но и обеспечивающей максимальное сохранение естественной проницаемости и нефтенасыщенности коллектора.

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

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

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

142. Во время перфорации устанавливается наблюдение за уровнем жидкости на устье скважины. Его снижение не допускается.

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

144. Освоение добывающих скважин производится с целью получения промышленных протоков углеводородного сырья и является составной частью процесса бурения.

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

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

147. Комплекс работ по освоению скважин должен обеспечивать:

максимальную очистку призабойных зон пласта от промывочной жидкости;

сохранение скелета пласта в призабойной зоне;

предупреждение прорыва подошвенной воды и газа из газовой шапки;

термогидродинамические исследования по определению количественной и качественной характеристик пласта и его геофизических параметров;

предотвращение неконтролируемых газоводонефтепроявлений и открытых фонтанов;

предотвращение деформации эксплуатационной колонны;

охрану недр и окружающей среды.

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

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

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

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

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

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

154. Порядок передачи скважин, законченных строительством, от подрядчика заказчику определяется подрядным договором на строительство скважины, заключенным между ними.

155. По законченным строительством скважинам буровая организация представляет заказчику (недропользователю) следующие документы, оформленные актами сдачи-приемки работ по установленной форме:

акты о заложении скважин;

проект бурения скважин (типовой геолого-технический наряд);

акты о начале и окончании бурения скважин;

акты об измерении альтитуды устья обсадной колонны;

материалы всех геофизических исследований и заключения по ним;

расчеты обсадных колонн, их параметры, диаметр, толщину стенок, марки стали и другие необходимые характеристики для неметаллических колонн;

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

акты испытания всех обсадных колонн на герметичность;

планы работ по опробованию или освоению каждого объекта;

акты на перфорацию обсадной колонны с указанием интервала перфорации, способа перфорации и количества отверстий;

акты освоения каждого объекта с приложением данных исследования (дебиты, давления, продуктивность, анализы нефти, воды, газа);

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

геологический журнал с описанием всего процесса бурения и освоения скважин;

описание керна;

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

акты о натяжении колонны;

акты об оборудовании устья скважин;

акты о сдаче геологических документов по скважинам;

акт рекультивации земельного участка.

156. Если при испытании из пласта получен промышленный приток углеводородного сырья, но площадь не обустроена и не подготовлена к эксплуатации, скважины временно консервируют. Способ консервации выбирают в зависимости от продолжительности консервации и коэффициента аномальности пластового давления.

157. Скважины, эксплуатация которых по тем или иным причинам экономически нецелесообразна, временно выводятся из эксплуатационного фонда в консервацию в соответствии правилами ликвидации и консервации объектов недропользования, утверждаемыми Правительством Республики Казахстан.

158. Все скважины, выполнившие свое назначение, дальнейшее использование которых в другом качестве признано нецелесообразным или невозможным, в установленном порядке подлежат ликвидации.

159. Если при испытании разведочных скважин приток промышленного значения не был получен ни из одного объекта, в установленном порядке проводится их ликвидация.

160. Допускается ликвидация скважин по геологическим причинам, как выполнившие свое назначение, а также по техническим причинам в соответствии с нормативно-техническими документами по ликвидации скважин.

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

### 2.2.1.7. Освоение системы воздействия на пласт

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

163. В комплекс технических средств воздействия на пласт входят: источники рабочего агента (водозаборы и газовые скважины, установки деэмульсации обводненной нефти, поставщики химических реагентов и другие);

водоводы, газопроводы, продуктопроводы;

насосные и газокомпрессорные станции высокого давления;

нагнетательные скважины.

164. Система воздействия на пласт должна обеспечивать:

закачку в эксплуатационный объект необходимых объемов рабочего агента для восполнения пластовой энергии и вытеснения углеводородного сырья к забоям добывающих скважин по отдельным зонам, пластам и месторождению в целом;

подготовку рабочего агента до необходимых кондиций по составу, физико-химическим свойствам, содержанию мехпримесей, кислорода и микроорганизмов;

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

возможность постоянного контроля за качеством и свойствами рабочего агента;

надежность функционирования, в первую очередь с точки зрения герметичности.

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

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

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

закачку рабочего агента при предусмотренном давлении нагнетания в соответствующем объеме;

надежное разобщение пластов и объектов разреза;

производство всех видов исследований, мероприятий по воздействию на призабойную зону пласта, а также ремонтных работ.

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

166. Для обеспечения эффективной работы нагнетательной скважины выполняется комплекс мер по обеспечению приемистости скважин в необходимом объеме по всей заданной толщине эксплуатационного объекта, в частности, восстановление природных фильтрационных свойств призабойной зоны пласта, при необходимости их улучшение, а также создание необходимого пускового давления нагнетания.

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

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

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

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

аэрация жидкости в процессе обратной промывки скважины;

периодическое нагнетание агента под высоким давлением и сброс его самоизливом (метод гидросвабирования);

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

гидропескоструйная перфорация с последующим гидравлическим разрывом пласта;

обработка призабойной зоны кислотами и растворами поверхностно-активных веществ;

тепловая обработка призабойной зоны и другие.

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

171. Для приготовления закачиваемых в пласт водных растворов поверхностно-активных веществ, кислот, щелочей, полимеров и других химических реагентов необходимо использовать воду, соединение с которой исключает деструкцию реагентов и не приводит к образованию с ней соединений, способных выделяться в осадок, если это прямо не предусматривается проектным документом на разработку. Кроме того, закачиваемая вода должна быть химически совместимой с пластовой водой, способствуя вытеснению углеводородного сырья из коллектора.

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

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

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

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

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

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

178. Нормирование закачки рабочего агента по скважинам и пластам в скважинах осуществляется один раз в квартал и оформляется в виде технологического режима эксплуатации каждой нагнетательной скважины.

В технологическом режиме работы нагнетательных скважин указываются:

суточный объем закачки рабочего агента;

основные требования к свойствам закачиваемого агента;

давление нагнетания;

мероприятия по обеспечению установленных норм закачки.

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

При установлении норм закачки исходят из следующих основных положений:

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

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

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

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

180. Ответственность за достоверность учета объема нагнетаемой воды по скважинам, объектам и в целом по месторождению возлагается на первого руководителя недропользователя или уполномоченное им лицо.

### 2.1.8. Эксплуатация добывающих и нагнетательных скважин

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

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

183. По мере естественного обводнения скважин увеличивается средняя плотность добываемой жидкости, уменьшается доля свободного газа в составе продукции скважин, что в совокупности приводит к уменьшению дебита, а затем и к прекращению фонтанирования скважин, даже если пластовое давление поддерживается на уровне его первоначального значения.

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

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

установки штанговых глубинных насосов;

установки электроцентробежных насосов.

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

установки электровинтовых насосов;

установки диафрагменных насосов;

установки гидропоршневых насосов.

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

компрессорный газлифт;

бескомпрессорный газлифт;

внутрискважинный газлифт;

непрерывный газлифт;

периодический газлифт.

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

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

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

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

надежную и безаварийную работу скважин;

заданную норму отбора жидкости из скважин;

высокий коэффициент полезного действия и межремонтный период работы оборудования;

минимальные затраты по сравнению с другими способами;

возможность осуществления контроля и регулирования процесса разработки и режима работы скважин.

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

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

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

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

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

193. Эксплуатация скважин с помощью бескомпрессорного газлифта с использованием природного и (или) попутного газа в качестве рабочего агента допускается только при условии утилизации используемого газа.

Конструкция скважин при этом должна соответствовать требованиям, предъявляемым к газовым скважинам.

194. При насосной эксплуатации скважин для предохранения насосного оборудования от попадания в него газа, песка, мехпримесей необходимо использовать специальные защитные устройства (газосепараторы, газовые и песочные якоря и другие).

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

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

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

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

199. Не допускается эксплуатация нефтяных скважин, в которых произошел аварийный прорыв газа по пласту или по заколонному пространству.

200. Не допускается эксплуатация фонтанных или переведенных на механизированный способ скважин через межтрубное (затрубное) пространство.

201. Не допускается эксплуатация скважин с газовым фактором, превышающим проектные значения.

202. Не допускается форсированный отбор жидкости в скважинах при давлениях ниже допустимого значения забойного давления, если проектным документом не предусмотрено иное.

### 2.2.1.9. Установление и контроль технологических режимов работы скважин

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

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

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

суточный рапорт по эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин;

журнал учета замеров дебита нефти, обводненности продукции, выполнения геолого-технических мероприятий;

журнал учета выполненного ремонта наземного и подземного оборудования.

206. Исходя из установленных норм отбора нефти, жидкости и газа, недропользователем составляются технологические режимы работы добывающих скважин, которые устанавливаются ежемесячно или один раз в квартал в зависимости от стабильности условий разработки объекта. Форма технологических режимов работы добывающих и нагнетательных скважин и периодичность установления режимов согласовываются с уполномоченным органом по изучению и использованию недр.

207. Одновременно с технологическими режимами работы добывающих скважин составляется и утверждается план геолого-технических мероприятий по обеспечению норм отбора жидкости из скважин и эксплуатационного объекта в целом.

208. В технологических режимах работы добывающих скважин в зависимости от способа эксплуатации указываются следующие основные параметры:

дебит жидкости, обводненность, газовый фактор;

давление на забое и устье скважины или положение динамического уровня жидкости в скважине;

диаметр штуцера, диаметр и глубина спуска насосно-компрессорных труб (для фонтанных скважин);

диаметр плунжера, число качаний (ходов), длина хода, типоразмер и глубина спуска насосов (для насосной эксплуатации);

удельный расход и рабочее давление газа, глубинные установки пусковых и рабочего клапанов (для газлифтной эксплуатации);

тип и глубина спуска пакеров, газовых якорей, дозаторов, забойных штуцеров и другие.

209. Контроль за выполнением установленных технологических режимов работы добывающих скважин осуществляется недропользователем.

210. Пуск в эксплуатацию новых скважин, не оборудованных техническими средствами индивидуального замера дебита и исследования скважин, не допускается.

211. Средства измерений, используемые в технологическом процессе для контроля режима работы скважин, должны быть внесены в реестр государственной системы обеспечения единства измерений и проверяться с установленной периодичностью в соответствии с законодательством Республики Казахстан об обеспечении единства измерений.

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

213. Недропользователь обобщает результаты анализа режимов работы скважин по объектам разработки, площадям, способам эксплуатации и отражает их в ежегодных отчетных документах.

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

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

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

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

контроль за параметрами режимов работы скважин (замер давлений на устье и в затрубном пространстве, дебитов скважин по жидкости и газу, обводненности продукции, рабочего давления и удельного расхода газа, давления на приеме насосов и их производительности, отбор устьевых проб);

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

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

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

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

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

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

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

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

эксплуатации нагнетательных скважин с помощью скважинных и поверхностных приборов осуществляется постоянный контроль за их приемистостью, давлением нагнетания и охватом пластов заводнением по толщине.

218. Взаимодействие скважин и пути перемещения по пласту нагнетаемого агента изучаются по изменению давления на различных участках пласта гидропрослушиванием, геофизическими методами, добавками в закачиваемую воду индикаторов и наблюдением за их появлением в продукции добывающих скважин.

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

220. При нарушении технологического режима работы добывающих скважин применяются немедленные меры по выявлению и устранению причин, вызывающих отклонения на разных стадиях разработки фактических параметров работы скважин от запланированных (образование в скважине песчаных пробок, прорывы к забоям скважин газа или воды, отложения парафина, солей, гидратов, продуктов коррозии и другие).

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

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

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

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

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

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

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

228. Выбор конкретного метода воздействия осуществляется недропользователями на основе комплекса исследований, направленных на изучение состояния призабойной зоны пласта, состава пород и жидкостей, а также систематического обобщения и изучения результатов применения различных методов воздействия по скважинам и рассматриваемому объекту подрядными или сервисными организациями по ремонту скважин.

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

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

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

230. При капитальном ремонте скважин выполняются:

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

переход на другие горизонты или приобщение пластов;

перевод скважин из категории в категорию по назначению;

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

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

ремонт нагнетательных скважин: выравнивание профиля приемистости, ликвидация ухода нагнетаемой воды в другие пласты, восстановление целостности и герметичности обсадной колонны и другие;

дополнительная перфорация и торпедирование;

консервация или ликвидация скважин.

231. В целях интенсификации добычи нефти в технически исправных скважинах могут проводиться работы по воздействию на призабойную зону скважин и прискважинную часть пласта, включая гидроразрыв пласта, радиальное вскрытие пластов, применение потокоотклоняющих технологий, акустическую реабилитацию, термобарохимическое воздействие, электровоздействие, волновое бароциклическое воздействие на пласт, химическую обработку, а также ремонтно-изоляционные работы в пласте, направленные на недопущение прорыва воды из зоны действия нагнетательных скважин в призабойную зону добывающих скважин через высокопроницаемые участки пласта.

Работы по воздействию на призабойную зону скважин и прискважинную часть пласта не относятся к капитальному и/или текущему (подземному) ремонту скважин.

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

233. Ремонт скважин необходимо выполнять по утвержденному плану в соответствии с правилами безопасности в нефтегазодобывающей промышленности, требованиями по охране недр и окружающей среды, а также нормативно-техническими документами по эксплуатации применяемого оборудования и проведению технологических процессов.

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

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

236. В обязательный комплекс промысловых исследований входят:

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

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

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

замеры промыслового газового фактора по объектам эксплуатации;

определение обводненности продукции скважин по пробам жидкости, отобранным на выкидных линиях или в группах замерных установок;

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

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

построение карт текущих и суммарных отборов углеводородного сырья и жидкости, карт изобар;

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

отбор и лабораторные исследования глубинных и поверхностных проб продукции скважин;

замеры количества взвешенных частиц и солевого состава закачиваемой воды.

Ввод в эксплуатацию скважин, не подготовленных для индивидуального выполнения в них комплекса промысловых исследований, указанных в настоящем пункте, не разрешается.

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

238. Исследования по контролю за разработкой эксплуатационных объектов выполняются силами недропользователей или по их заказу специализированными организациями, имеющими соответствующую лицензию на данный вид деятельности, по ежемесячному плану, составляемому недропользователями.

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

240. Особенности комплекса измерений и их периодичность обязательно обосновываются в проектных документах на разработку эксплуатационных объектов с учетом их геолого-физических условий и рекомендованной системы разработки.

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

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

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

1) замеры пластового давления выполняются:

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

на IV завершающей стадии разработки – один раз в полугодие.

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

2) замеры дебитов скважин выполняются со следующей периодичностью:

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

средне- и высокодебитные – один раз в 7 дней.

Замеры приемистости нагнетательных скважин должны проводиться ежемесячно.

3) замеры обводненности скважин осуществляются с периодичностью, зависящей от состояния их обводнения:

по безводным скважинам – ежемесячно;

по обводняющимся скважинам – ежемесячно.

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

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

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

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

248. Единичные (разовые) замеры предусматривают одновременное выполнение полного комплекса исследований или необходимой его части и проводятся в каждой вновь пробуренной скважине, а также до и после осуществления какого-либо технологического или технического мероприятия (обработка призабойной зоны, капитальный ремонт, смена оборудования и другие).

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

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

### 2.2.2. Проектирование и промышленная разработка газовых и газоконденсатных месторождений

251. Проект опытно-промышленной эксплуатации составляется в целом для месторождений или для отдельных залежей, или их участков (блоков).

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

253. 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 C1 и C2);

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 который заключен контракт;

рекомендации по конструкциям эксплуатационных скважин;

рекомендации по вскрытию продуктивных горизонтов и интенсификации добычи газа;

основные положения по обустройству промысла, согласованные с проектной 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 – Контроль за разработкой газовой и газоконденсатной залежи в целом.

5) V раздел – Охрана недр и окружающей среды при разработке газовых и газоконденсатных месторождений.

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.

254. Если на месторождениях имеются второстепенные залежи, запасы которых определены с малой степенью достоверности и характеризуются большей долей запасов категории C2 (свыше 70 процентов) в общем объеме запасов залежи, то для них могут при экономической целесообразности одновременно с проектом разработки основных объектов составляться проекты опытно-промышленной эксплуатации.

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

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

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

257. 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, а также полезных и сопутствующих компонентов;

о результатах разведочных работ и пробной 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 и проект обустройства газовых и газоконденсатных месторождений;

4) реализованы мероприятия, предусмотренные проектом обустройства;

5) заключен контракт на добычу.

258. Проект промышленной разработки газовых и газоконденсатных месторождений охватывает срок действия контракта, если за этот период будет добыто 90 процентов от извлекаемых запасов. В случае если добыча составляет меньшую величину, то расчет ведется до достижения 90 процентов отбора.

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 пробной 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, а также 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, а также сроки ввода в действие и местоположение необходимых промысловых сооружений, согласованные с проектной 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 – Контроль за разработкой газовой и газоконденсатной залежи в целом.

5) V раздел – Охрана недр и окружающей среды при разработке газовых и газоконденсатных месторождений.

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.

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

260. К началу осуществления проекта промышленной разработки газовых и газоконденсатных месторождений, содержащих сероводород и сероорганику, решаются все вопросы сероочистки или экологически безопасного использования этих газов. Также к началу осуществления данного проекта должны быть определены целесообразность и направление использования этана, пропан-бутана, двуокиси углерода, гелия и других компонентов природного газа в случае их промышленного содержания.

261. При низких содержаниях конденсата (менее 5 г/м$^3$) необходимо решить вопросы целесообразности его утилизации на промысле.

262. При проектировании газоконденсатных месторождений с содержанием конденсата более 100 г/м$^3$ рассматриваются методы разработки с поддержанием пластового давления.

263. Выбор метода разработки определяется в каждом случае на основе гидродинамических, термодинамических и технико-экономических расчетов, которые основываются на следующих параметрах:

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

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

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

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

264. 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, дополнительные затраты на обеспечение товарного качества добываемой продукции, общий период поддержания давления, варианты полной или частичной компенсации пластового давления.

265. 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.

266. В процессе разработки газовых и газоконденсатных месторождений происходит постоянное пополнение информации за счет бурения новых скважин и наблюдения за ходом разработки данных месторождений. При возникновении обстоятельств, когда принятый ранее проект разработки требует значительных изменений, составляются дополнения к проекту разработки, которые подлежат утверждению в установленном законодательством порядке.

### 2.2.2.1. Мониторинг за разработкой газовых и газоконденсатных залежей

267. Система мониторинга 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.

268. На основании результатов исследований определяются и периодически уточняются:

режим работы залежи и ее температурный режим;

начальные и текущие запасы углеводородного сырья;

распределение давления по залежи;

взаимодействие отдельных участков залежи;

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

газоотдающие интервалы с оценкой их дифференциальных дебитов;

охват запасов разработкой;

выявление возможных заколонных перетоков.

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

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

271. 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.

272. Замеры статических давлений на устье скважин периодически необходимо сочетать со снятием кривых восстановления давлений. Периодичность устанавливается в зависимости от особенностей продуктивного горизонта – времени восстановления пластового давления.

273. 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.

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

275. 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 эксплуатационные.

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

277. 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.

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

279. На крупных месторождениях бурится ряд пьезометрических скважин для наблюдения за интенсивностью падения давления в законтурной, удаленной от месторождений области пласта.

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

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

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

283. 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).

284. 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 раз в год.

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

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

287. 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.

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

### 2.2.2.2. Меры по регулированию разработки залежей и месторождений для увеличения газоконденсатоотдачи

289. Обязательным условием работ по повышению газоконденсатоотдачи является регулирование разработки залежей и месторождений в целом.

290. При разработке однопластовых залежей проводятся:

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

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

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

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

291. При разработке многопластовых объектов проводятся дополнительные мероприятия:

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

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

292. В процессе разработки месторождений допускается проведение приобщения к эксплуатационным объектам ранее не разрабатывавшихся горизонтов, в том числе вновь открываемых в процессе эксплуатационного разбуривания или продолжающихся разведочных работ.

293. Приобщение допускается:

при сходной геолого-промысловой характеристике, а также, когда:

эксплуатируемая скважина дает сравнительно небольшой дебит газа и приобщение нового пласта может заметно увеличить дебит данной скважины;

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

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

294. Комплекс рекомендуемых мероприятий по регулированию процессов разработки должен проводиться с применением оборудования и методов контроля, позволяющих осуществлять оценку их эффективности, и уточняться в процессе авторского надзора.

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

296. Способы эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин определяются геолого-техническими условиями, к которым относятся:

величина пластового давления и рабочий дебит скважины;

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

физическая характеристика продуктивного горизонта и вышележащих пород (аномально высокие и аномально низкие пластовые давления);

термодинамические условия работы скважины и условия;

гидратообразования в стволе и газопромысловой сети;

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

условия использования пластового давления на поверхности для промысловой обработки и транспорта газа к потребителям или газоперерабатывающему заводу;

местоположение скважин по отношению к газоводяному или водонефтяному контакту и возможным разрывным нарушениям.

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

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

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

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

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

постоянного дебита – при отсутствии какого-либо ограничения, за исключением пропускной способности колонны. Режим постоянного дебита не выдерживается во времени, так как величина дебита изменяется из-за падения пластового давления.

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

299. Диаметр фонтанных труб определяется в зависимости от:

рабочего дебита скважины;

допустимого перепада давления и температуры в стволе;

получения необходимых скоростей в фонтанных трубах;

диаметра эксплуатационной колонны.

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

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

302. Подземные хранилища газа создаются в истощенных газовых месторождениях, водоносных пластах и в подземных соляных куполах. Подземные хранилища газа эксплуатируются как газовые месторождения в режиме закачки и отбора газа, с предварительным созданием буферного объема газа.

### 2.2.3. Регулирование разработки залежей углеводородного сырья

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

Регулирование осуществляется в течение всего периода разработки месторождения.

304. В результате регулирования и совершенствования разработки достигается:

обеспечение предусмотренной проектным документом динамики годовой добычи углеводородного сырья из объекта разработки;

достижение проектных коэффициентов извлечения углеводородного сырья;

улучшение экономических показателей за счет максимального использования фонда пробуренных скважин, сокращения затрат на закачку вытесняющего агента, уменьшения без ущерба для нефтеотдачи отбора попутной воды и другие.

305. Обоснование и выбор метода и способа регулирования разработки зависят от поставленных целей и задач и конкретных геолого-физических условий.

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

306. Разным геолого-физическим условиям отвечают свои принципы регулирования. При применении заводнения могут применяться следующие принципы:

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

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

ускоренной выработки более продуктивных частей залежи с «естественным» разрезанием залежи закачиваемой водой на блоки с пониженной проницаемостью и последующей доразработкой последних;

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

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

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

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

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

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

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

изменение режимов работы нагнетательных скважин, в том числе увеличение или ограничение закачки рабочего давления, перераспределение закачки между скважинами путем изменения давления нагнетания и другие;

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

улучшение вскрытия и изменение интервалов перфорации пластов объекта разработки;

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

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

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

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

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

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

организация очагового заводнения;

изменение направления фильтрационных потоков и циклическое заводнение.

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

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

повсеместного или выборочного (на участках с ухудшенными параметрами пласта) уплотнения сетки скважин;

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

замены метода воздействия на пласт или вида заводнения;

значительного увеличения давления нагнетания.

312. Мероприятия по изменению системы разработки излагаются в дополнении к ранее утвержденному проектному документу или в новом проектном документе с обязательной оценкой экономической и технологической эффективности и утверждаются в установленном порядке с последующим внесением изменений в контракт на добычу.

### 2.3. Авторский надзор при разработке месторождений углеводородного сырья

313. Авторский надзор за реализацией принятых проектных решений ежегодно ведет проектная организация, составлявшая проектный документ на разработку месторождения углеводородного сырья.

314. При авторском надзоре используется текущая геолого-промысловая информация, получаемая при контроле разработки, а результаты надзора излагаются в виде ежегодного отчета, представляемого в уполномоченный орган по изучению и использованию недр.

315. В ежегодном отчете по авторскому надзору отражаются следующие положения:

показано соответствие (или несоответствие) фактически достигнутых значений технологических параметров, таких как уровни добычи углеводородного сырья и жидкости, объемы закачки агента, фонд пробуренных и действующих добывающих скважин, средние дебиты и приемистость скважин, динамика пластового давления и значения забойных давлений, текущая обводненность продукции объекта разработки;

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

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

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

316. Анализ разработки месторождения представляет собой комплексное изучение результатов геолого-промысловых, геофизических, гидродинамических и других исследований скважин и пластов в процессе разработки эксплуатационного объекта, а также динамики показателей разработки для установления текущего размещения запасов углеводородного сырья и процессов, протекающих в продуктивных пластах, с выработкой на этой основе рекомендаций по совершенствованию системы разработки в целях оптимизации добычи и увеличения коэффициентов извлечения углеводородного сырья.

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

318. В результате анализа оцениваются:

энергетическое состояние разрабатываемых объектов, в том числе динамика пластового давления, компенсация отбора закачкой, проявление природных режимов и другие;

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

состояние фонда скважин и его соответствие проектным документам;

степень охвата воздействием пластов и прослоев объекта разработки, по площади и разрезу с состоянием выработки их запасов;

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

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

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

320. В случае существенных (более 5 процентов) расхождений между фактическими и проектными показателями разработки, при необходимости внесения значительных изменений в систему разработки результаты анализа разработки подлежат рассмотрению центральной комиссией.

321. После утверждения уполномоченным органом по изучению и использованию недр анализ разработки в течение 3 лет имеет силу технологического документа по разработке. В течение этого срока недропользователь в установленном порядке утверждает новый проект разработки.

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

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

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

графические геологические построения на дату моделирования, в том числе:

карты изобар с расчетом среднего давления по зонам и эксплуатационному объекту в целом;

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

карты остаточных нефтегазонасыщенных толщин;

карты текущих и накопленных отборов углеводородного сырья и жидкости из скважин (карты разработки);

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

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

таблицы с расшифровкой фонда скважин (действующие, простаивающие, законсервированные, специальные, ликвидированные и другие).

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

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

326. На основе статической и динамической геолого-промысловых моделей создается математическая модель, представляющая собой систему уравнений, описывающих с физической точки зрения характер изучаемого процесса.

327. Путем математического моделирования делается прогноз дальнейшего развития процесса нефтегазоизвлечения при сложившейся системе разработки и выполненного комплекса геолого-технических и технологических мероприятий.

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

### 2.4. Охрана недр и окружающей среды при разработке месторождений углеводородного сырья

329. Охрана недр предусматривает осуществление комплекса мероприятий по обеспечению полноты извлечения из недр углеводородного сырья, рационального и комплексного 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 углеводородного сырья и жидкости в процессе проводки, освоения и последующей эксплуатации скважин, а также вследствие утилизации отходов производства и сточных вод.

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

предпроектных и проектных документах на разработку и обустройство нефтяных, нефтегазовых, газовых и газоконденсатных месторождений;

контрактах на недропользование.

331. Соблюдение требований и контроль за реализацией природоохранных мероприятий возлагается на недропользователя.

332. Разработка месторождений углеводородного сырья 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.

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

334. В проекте приводится сравнительная оценка выбранных технологических параметров с лучшими мировыми аналогами по степени экологического риска.

Проектная документация по промышленной разработке месторождения углеводородного сырья в обязательном порядке должна содержать раздел по переработке (утилизации) попутного газа.

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

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

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

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

336. Конструкции скважин в части надежности, технологичности и безопасности должны обеспечивать 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.

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

338. 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.

339. 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.

340. 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.

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

342. 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.

343. Строительство скважин осуществляется с применением строго безамбарного способа приготовления и очистки бурового раствора и бурения скважин. Строительство шламовых амбаров допускается только по согласованию с уполномоченным органом в области охраны окружающей среды и другими государственными органами Республики Казахстан в пределах их компетенции.

344. 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.

345. Недропользователь проводит 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.

346. При разбуривании водоносных горизонтов, которые могут быть использованы как источники хозяйственно-питьевого водоснабжения, химические реагенты, применяемые для приготовления (обработки) бурового и цементного растворов, должны иметь токсикологические характеристики, согласованные с уполномоченными органами в области охраны окружающей среды и здравоохранения. Интервалы залегания водоносных горизонтов надежно изолируются.

347. 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 так далее.

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

349. В процессе испытания скважин добытые нефть, конеденсат, минерализованная вода собираются в емкости с последующим их вывозом в согласованные в установленном порядке места. За исключением случаев, когда при испытании разведочных (оценочных) скважин на море по итогам экологической экспертизы сжигание углеводородов на факеле признано наиболее безопасным методом утилизации для окружающей среды.

350. При подготовке месторождения к разработке проводятся работы по опробованию всех нефтегазоносных 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.

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

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

353. 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 углеводородного сырья (открытого фонтана) под руководством лица, ответственного за производство работ.

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

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

356. 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.

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

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

359. В скважинах, не законченных бурением по техническим причинам (вследствие аварий или низкого качества проводки), в пройденном разрезе которых установлено наличие нефтегазоводоносных пластов, проводятся изоляционные работы в целях предотвращения межпластовых перетоков углеводородного сырья и жидкости.

360. 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.

361. Работа по ликвидации открытого фонтана проводится по специальному плану, разработанному штабом, созданным в установленном порядке недропользователем и уполномоченным органом по изучению и использованию недр.

362. Помещения буровых установок должны быть оборудованы вытяжной вентиляцией, включаемой от датчиков на сероводород при достижении предельно допустимой концентрации. График оснащения помещений буровых установок вентиляционным оборудованием согласовывается с территориальными органами уполномоченного органа в области промышленной безопасности.

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

364. От крайнего ряда эксплуатационных скважин, а также от каждого объекта месторождения углеводородного сырья устанавливается санитарно-защитная зона, размеры которой определяются по действующим санитарным правилам. Для месторождений углеводородного сырья с наличием сероводорода санитарно-защитная зона определяется, исходя из объемов возможных аварийных выбросов и условий рассеивания сероводорода.

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

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

367. Не допускаются освоение, испытания и эксплуатация видов скважин с нарушением герметичности эксплуатационных колонн, наличием межпластовых перетоков, отсутствием цементного камня за колонной, пропусками устьевых фланцевых соединений, а также эксплуатация дефектных скважин.

368. 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.

369. Практическому осуществлению любого метода интенсификации добычи углеводородного сырья на каждом новом месторождении предшествуют экспериментальные исследования, проводимые с целью обоснования основных параметров процесса, соблюдение которых обеспечивает сохранность колонны и цементного кольца скважин.

370. Необходимым условием применения при разработке месторождений углеводородного сырья химических реагентов (индикаторов) является изучение геологического строения залежи и гидрогеологических условий.

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

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

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

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

375. 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.

376. Решение вопроса о прекращении эксплуатации добывающих скважин принимается в соответствии с действующим положением по определению предела рентабельности разработки месторождения углеводородного сырья и эксплуатации скважин.

377. Если в процессе разработки месторождения появились признаки подземных утечек или межпластовых перетоков углеводородного сырья и воды, которые могут привести к безвозвратным потерям углеводородного сырья в недрах, то недропользователь устанавливает и ликвидирует причину неуправляемого движения пластовых флюидов в течение одного года после выявления дефекта.

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

379. Для защиты от коррозии технологического, внутрискважинного оборудования, эксплуатационной и лифтовой колонн, эксплуатируемых в условиях воздействия сероводорода, должны применяться коррозионно-стойкие марки сталей и ингибиторы коррозии, а также нержавеющие коррозионно-стойкие стали без применения ингибиторов коррозии, специальные покрытия и технологические методы уменьшения коррозионной активности продукции.

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

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

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

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

При необходимости осуществляется обработка закачиваемой в продуктивные пласты воды антисептиками с целью предотвращения ее заражения сероводородными бактериями, приводящими к образованию сероводорода в нефти и воде.

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

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

386. 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.

387. Подземное захоронение промышленных стоков в поглощающие горизонты допускается только в исключительных обстоятельствах:

при разработке залежей без применения заводнения;

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

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

при использовании пластовых вод как гидроминерального сырья;

при неоправданно сложной технологии очистки некоторых промышленных стоков, образующихся на установке комплексной подготовки нефти.

388. 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.

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

390. Безопасность глубинного захоронения определяется:

свойствами геологической среды, характером геохимических и физико-химических процессов в недрах, а также техногенного влияния на них закачиваемых отходов;

технологией заполнения коллекторов или искусственных емкостей в горных породах промышленными отходами;

состоянием инженерных сооружений и систем контроля.

391. Захоронение жидких отходов производства, сброс сточных вод осуществляется в соответствии с требованиями экологического законодательства Республики Казахстан.

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

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

## 3. Рациональное и комплексное использование недр при разведке и добыче твердых и общераспространенных полезных ископаемых

### 3.1. Разведка твердых и общераспространенных полезных ископаемых

394. Недропользователем при проведении разведки полезных ископаемых должно обеспечиваться:

проведение геологоразведочных работ в строгом соответствии с проектными документами и рабочей программой контракта;

комплексность изучения всех полезных компонентов в пределах контрактной территории на всех стадиях геологоразведочных работ;

последовательность проведения стадийности геологоразведочных работ;

выбор методики разведки, плотность разведочной сети и оптимальность выбранных технических средств разведки в соответствии с изучаемым объектом недропользования;

достоверность геофизических исследований, данных опробования полезного ископаемого и их периодичность (бороздового, кернового, шламового);

обоснованность способов, методики отбора и обработки проб, качество аналитических работ;

надежность результатов контроля качества разведочных данных, отбора и обработки проб, аналитических работ;

полнота геологического изучения на всей контрактной территории и выявление масштабов минерализации;

всестороннее изучение качества и технологические свойства полезного ископаемого с выявлением комплекса основных и сопутствующих полезных ископаемых и компонентов;

своевременность и качество исполнения геологической документации (планов опробования, геологических карт и разрезов к ним, нанесение геологических контуров рудных тел, зон, зарисовок горноразведочных выработок);

своевременность возврата контрактной территории в соответствии с условиями контракта.

395. Отбор проб сопровождается соответствующей геологической документацией организацией, ведущей геологоразведочные работы и осуществляющей отбор проб.

396. Проведение внутреннего и внешнего геологического контроля опробования осуществляется не реже одного раза в квартал.

397. Допускается отбор минералого-технологических и малых технологических проб при поисково-оценочных работах.

398. При наличии на месторождении нескольких промышленных типов руд отбор технологических проб и их исследование проводятся отдельно для каждого типа руд.

399. Ведение разведочных работ осуществляется методами и способами, исключающими неоправданные потери минерального сырья и снижение его качества.

400. Все разведочные выработки, пройденные в процессе проведения разведки, документируются. В геологической документации отражаются все детали, необходимые для достоверного изучения недр.

401. В процессе оценочных работ допускается проведение опытно-промышленной эксплуатации месторождения на основании проектных документов, утвержденных в установленном законодательством порядке.

### 3.2. Добыча твердых и общераспространенных полезных ископаемых

402. Недропользователь, обладающий правом недропользования на добычу, вправе начать добычу только после проведения государственной экспертизы запасов полезных ископаемых. Заключение государственной экспертизы о рентабельности разработки разведанных запасов полезных ископаемых является основанием для их постановки на государственный учет.

403. Недропользователем при проведении операций по недропользованию обеспечивается:

выполнение лицензионно-контрактных условий и исполнение решений утвержденных проектных документов;

максимальное и экономически целесообразное извлечение из недр всех полезных ископаемых, подлежащих к разработке в пределах контрактной территории;

возможность отработки изолированных рудных тел, пластов и залежей, имеющих промышленное значение;

охрана запасов месторождения от проявлений опасных техногенных процессов, приводящих к осложнению их отработки, снижению промышленной ценности, полноты и качества извлечения полезных ископаемых;

достоверный учет извлекаемых и оставляемых в недрах запасов основных и совместно залегающих полезных ископаемых, продуктов переработки минерального сырья и отходов производства при разработке месторождения;

рациональное и комплексное использование минеральных ресурсов недр на всех этапах добычи полезных ископаемых и переработке руды;

обеспечение полноты извлечения из недр полезных ископаемых, не допуская выборочную отработку богатых участков;

соблюдение нормативов вскрытых, подготовленных и готовых к выемке запасов полезных ископаемых;

экологические и санитарно-эпидемиологические требования при складировании и размещении промышленных и бытовых отходов в целях предотвращения их накопления на площадях водосбора и в местах залегания полезных ископаемых;

полнота опережающего геологического изучения недр для достоверной оценки величины и структуры запасов полезных ископаемых;

соблюдением утвержденных кондиций при отработке месторождения.

404. Не допускается оставление запасов полезных ископаемых, вызывающее осложнения при их выемке в будущем, полную или частичную потерю этих запасов.

405. Не допускается переработка многокомпонентного минерального сырья без обеспечения комплексного его использования.

406. Не допускается корректировка геологических и маркшейдерских данных количества и качества добытых полезных ископаемых по учетным данным перерабатывающего производства.

407. Выбранные способы, объемы и сроки проведения вскрышных и подготовительно-нарезных работ должны обеспечивать установленные нормативы вскрытых, подготовленных и готовых к выемке запасов.

408. При проведении вскрывающих и подготовительных горных выработок с попутной добычей полезных ископаемых недропользователи:

производят раздельную выемку совместно залегающих разносортных, разнокачественных и разнотипных полезных ископаемых;

ведут учет их добычи и потерь;

обеспечивают раздельное складирование и сохранность добытых полезных ископаемых до потребления.

409. В процессе вскрытия и разработки месторождения (шахтного поля) не допускается порча примыкающих к нему участков тел (пластов, залежей) с балансовыми и забалансовыми запасами полезных ископаемых.

410. Количество и качество готовых к выемке запасов полезных ископаемых, нормативы эксплуатационных потерь и разубоживания должны определяться по выемочным единицам.

411. При подготовке месторождения к разработке все горно-подготовительные выработки проходят в местах, примыкающих к проектным контурам карьера, обеспечивающих сохранность и полноту выемки полезного ископаемого, а также безопасность ведения горных работ.

412. При комбинированной разработке месторождения открытым и подземным способами, в целях предотвращения необоснованных потерь полезных ископаемых и обеспечения безопасности ведения горных работ, разрабатываются специальные мероприятия, предусмотренные проектными документами.

413. В процессе добычных работ недропользователи:

определяют количество и качество готовых к выемке запасов полезных ископаемых, нормативы эксплуатационных потерь и разубоживания по выемочным единицам;

ведут регулярные геологические наблюдения в очистных забоях и обеспечивают своевременный геологический прогноз для оперативного управления горными работами;

ведут учет добычи и нормативов потерь по каждой выемочной единице;

не допускают образования временно-неактивных запасов полезного ископаемого, потерь на контактах с вмещающими породами и в маломощных участках тел (залежей, пластов);

разрабатывают и осуществляют мероприятия по недопущению сверхнормативных потерь и разубоживания;

ведут работы в соответствии с календарным графиком проектных документов;

проводят эксплуатационную разведку и опробование;

осуществляют контроль соблюдения предусмотренных проектом мест заложения, направлений и параметров горных выработок, предохранительных целиков, технологических схем проходки;

проводят геологический контроль опробования (внешний и внутренний контроль), при этом внешний контроль должен осуществлять ежеквартально объеме не менее 5 процентов от общего объема опробования;

проводят постоянные наблюдения за состоянием горного массива, геолого-тектонических нарушений и других явлений, возникающих при разработке месторождения.

414. При производстве добычных (очистных) работ не допускается:

выборочная отработка богатых или легкодоступных участков месторождения, приводящая к необоснованным потерям балансовых запасов полезных ископаемых;

оставление запасов полезных ископаемых, вызывающее осложнения при их выемке в будущем, полную или частичную потерю этих запасов;

подработка запасов полезных ископаемых, приводящая к их потерям;

сверхнормативные потери и разубоживание;

нарушение установленных сроков отработки выемочных единиц.

415. Вскрытие, подготовка месторождения и добычные работы, в том числе опытно-промышленная добыча, должны производиться в строгом соответствии с проектными документами.

При изменении горно-геологических и горнотехнических условий в проектные документы своевременно вносятся в установленном порядке соответствующие дополнения и изменения.

416. Проект разработки месторождения разрабатывается при наличии утвержденных запасов полезных ископаемых и акта горного отвода, выданного в установленном порядке.

В проектных документах на разработку месторождения предусматривается:

размещение наземных и подземных сооружений; способы вскрытия и системы разработки месторождения полезных ископаемых; применение средств механизации и автоматизации производственных процессов, обеспечивающие наиболее полное, комплексное извлечение из недр, рациональное и эффективное использование балансовых запасов основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых;

календарный график горных работ с объемами добычи и показателями качества полезного ископаемого на срок до полной отработки запасов месторождения в пределах контрактной территории;

обоснование нормативов потерь и разубоживания;

сведения о временно-неактивных запасах, причинах их образования и намечаемых сроках их погашения;

обоснование нормативов вскрытых, подготовленных и готовых к выемке запасов полезных ископаемых;

обоснование оптимальных параметров выемочных единиц, обеспечивающих рациональный уровень полноты извлечения полезных ископаемых из недр;

сохранение в недрах или складирование забалансовых запасов для их последующего промышленного освоения;

возможность использования твердых отходов производства для закладки горных выработок в качестве стройматериалов или сырья для производства стройматериалов;

раздельное складирование некондиционных продуктов переработки и отходов производства с целью их дальнейшего использования;

оптимальное извлечение основных полезных компонентов, обеспечивающее минимальные потери с отвальными продуктами;

определение оптимального содержания полезного компонента в концентратах, обеспечивающее наиболее высокое сквозное извлечение;

выделение сопутствующих компонентов в самостоятельные виды продукции;

систематическое опробование минерального сырья с целью управления и повышения эффективности технологии его переработки;

геологическое изучение недр (детальная и эксплуатационная разведка), техногенных минеральных образований, геологическое и маркшейдерское обеспечение работ;

рациональное использование дренажных вод, вскрышных и вмещающих пород;

обезвреживание или захоронение отходов производства;

меры, обеспечивающие безопасность работы производственного персонала и населения, зданий и сооружений, объектов окружающей среды от вредного воздействия работ, связанных с недропользованием;

меры по ликвидации последствий операций по недропользованию и рекультивации нарушенных земель;

мероприятия по предотвращению потерь полезного ископаемого;

технические средства и мероприятия по достоверному учету количества и качества добываемого и перерабатываемого минерального сырья, а также их потерь и отходов производства.

Принимаемые технические решения сопровождаются соответствующей графической документацией.

Не допускается оставление в недрах запасов полезного ископаемого, предоставленные недропользователю условиями лицензии или контракта.

417. Не допускаются варианты вскрытия и системы разработки, приводящие к выборочной отработке наиболее богатых частей и легкодоступных участков месторождения, рудных тел и залежей, вследствие которых они могут утратить промышленное значение или оказаться полностью потерянными.

418. В случае если проектом не предусмотрена отработка балансовых запасов полезного ископаемого, залегающих совместно с основным, по согласованию с компетентным органом разрабатывается дополнение к основному проекту, предусматривающее порядок и условия добычи совместно залегающих полезных ископаемых и складирования их в специальные отвалы для использования в будущем.

419. На разработку крупных месторождений полезных ископаемых с двумя и более недропользователями разрабатывается комплексный проект разработки месторождения, предусматривающий рациональную раскройку месторождения на шахтные (карьерные) поля, очередность строительства и ввода в действие шахтных (карьерных) полей обеспечивающих наиболее полное извлечение из недр запасов основных и попутно залегающих полезных ископаемых, а также меры по учету и сохранению попутно добываемых и временно не используемых полезных ископаемых.

420. Проект опытно-промышленной разработки должен содержать:

выбор представительного участка для проведения работ с содержанием полезного ископаемого на данном участке не выше среднего основного по месторождению;

комплекс исследований по контролю процесса разработки и получения дополнительных данных о горно-геологических условиях и качестве минерального сырья;

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

технология опытно-промышленной разработки;

потребность в технологическом оборудовании, машинах и механизмах;

объем добычи полезного ископаемого на период опытно-промышленной разработки;

предполагаемая технологическая и экономическая эффективность опытно-промышленной добычи.

Объемы и сроки опытно-промышленной добычи определяются по результатам предварительной государственной экспертизы недр.

421. На основании проектных документов для каждой выемочной единицы разрабатывается локальный проект на ее отработку. Локальный проект отработки выемочной единицы согласовывается с территориальным подразделением уполномоченного органа по изучению и использованию недр.

422. В локальном проекте выемочной единицы технико-экономическими расчетами обосновываются:

оптимальные параметры выемочной единицы, нормативы потерь и разубоживания полезных ископаемых, предельные сроки отработки выемочной единицы;

методы определения и учета добычи полезных ископаемых, обеспечивающие необходимую полноту и достоверность.

На каждую выемочную единицу недропользователем заводится паспорт, отражающий учет состояния и движения запасов полезных ископаемых, фактическое выполнение показателей потерь и разубоживания и состояние горных работ.

Учет добычи ведется по каждой выемочной единице.

423. Проекты разработки могут включать доразведку месторождения, которая предусматривает:

уточнение геологических, технологических особенностей месторождения или отдельных его участков и перевод запасов в более высокие категории по степени их изученности;

методику и технологию проведения геологических, гидрогеологических и инженерно-геологических работ и исследований, необходимых для выполнения задания;

ожидаемый прирост запасов полезных ископаемых.

424. При разработке месторождений производится систематическое наблюдение за состоянием недр, горных выработок, откосов уступов и отвалов, потолочин, почвы и целиков с целью своевременного выявления в них деформаций, определения параметров и сроков службы, сведения к минимуму потерь полезных ископаемых, а также для обеспечения безопасности ведения горных работ.

425. Добычные работы сопровождаются геологической и маркшейдерской службой, которая:

ведет в полном объеме и на качественном уровне установленную геологическую и маркшейдерскую документацию;

ведет учет и оценку достоверности показателей полноты и качества извлечения полезных ископаемых при производстве очистных работ;

выполняет маркшейдерские работы для обеспечения рационального и комплексного использования полезных ископаемых, эффективного и безопасного ведения горных работ, охраны зданий и сооружений от влияния горных разработок;

ведет наблюдения за сдвижением земной поверхности, массива горных пород и устойчивостью бортов карьера;

обеспечивает учет состояния и движения запасов, потерь и разубоживания, а также попутно добываемых полезных ископаемых и отходов производства, содержащих полезные компоненты;

обеспечивает съемку и замеры в горных выработках, расчеты выемочных мощностей, объемов и количества отбитой рудной массы;

ведет книгу учета добычи и потерь по каждой выемочной единице, координирует и оценивает все виды геолого-маркшейдерских работ по определению исходных данных;

не допускает самовольную застройку площадей залегания полезных ископаемых в пределах контрактной территории.

Ответственность за своевременность и достоверность учета показателей извлечения полезных ископаемых из недр при добыче несет недропользователь.

426. В случае расхождения между утвержденными запасами и фактическими данными, полученными при разработке, материалы сопоставления разведки и добычи представляются на государственную экспертизу недр.

427. Недропользователем на основе первичного и сводного учета запасов, потерь и разубоживания полезных ископаемых по состоянию на первое января каждого года составляется ежегодный отчетный баланс запасов. К нему прилагаются материалы, обосновывающие изменение запасов в результате их прироста, а также списания, как утративших промышленное значение или неподтвердившихся при последующих геологоразведочных работах и разработке месторождения.

428. Прирост и перевод запасов как основных, так и совместно с ними залегающих полезных ископаемых и содержащихся в них компонентов в более высокие категории по степени изученности, производится на основе их подсчета по фактическим геологическим материалам и утверждается в установленном законодательством порядке.

429. Все техногенные минеральные образования, отходы и продукты переработки (хвосто- и шламохранилища, отвалы бедных руд, пород, шлаков и так далее) подлежат паспортизации и учету в соответствии с порядком установленным законодательством.

430. Требования рационального и комплексного использования к минеральному сырью, предназначенному к переработке:

минеральное сырье, планируемое к переработке, систематически опробуется. На каждую технологическую пробу составляется акт об отборе и заполняется паспорт;

каждая партия минерального сырья, поступающая на перерабатывающее предприятие, должна иметь сертификат (паспорт) с указанием количества и качества сырья с разделением по технологическим типам, сортам и содержащимся в нем основным и попутным компонентам;

порядок и ритмичность поставок минерального сырья перерабатывающему предприятию предусматривает создание необходимого запаса для проведения предварительного усреднения или шихтовки;

определение количества исходного сырья, поступающего на перерабатывающее предприятие, осуществляется взвешиванием.

431. Не допускается переработка многокомпонентного минерального сырья без обеспечения комплексного его использования, если это не предусмотрено проектом.

432. Не допускается переработка минерального сырья, концентратов, полупродуктов с высоким содержанием полезного компонента (полезных компонентов), если применяемая технология не обеспечивает уровня извлечения возможного при применении других способов переработки.

433. Предприятие, перерабатывающее минеральное сырье ведет учет поступающего сырья, контроль потерь и распределения компонентов по всем продуктам переработки и отходам.

Достоверность данных проверяется путем составления технологического и товарного балансов.

### 3.3. Авторский надзор при разработке твердых полезных ископаемых

434. Авторский надзор за реализацией принятых проектных решений ежегодно ведет проектная организация, составившая проектный документ на добычу.

435. При авторском надзоре используется текущая информация, получаемая при мониторинге разработки, а результаты надзора излагаются в виде ежегодного отчета.

436. В ежегодном отчете по авторскому надзору отражаются следующие положения:

показано соответствие (или несоответствие) фактически достигнутых значений технологических параметров;

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

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

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

## 4. Рациональное и комплексное использование недр при разведке и добыче подземных вод

### 4.1. Разведка подземных вод

437. Недропользователи, проводящие геологоразведочные и эксплуатационные работы, должны обеспечить:

рациональную разведку и разработку месторождений подземных вод, при которых достигается полное комплексное изучение и предотвращение безвозвратных потерь воды и ее качественных свойств за счет недостатков в эксплуатации скважин;

исключение возможности загрязнения водоносных горизонтов;

исключение возможности смешения вод различных горизонтов и перетока из одних горизонтов в другие (с более низким напором), если это не предусмотрено проектом;

недопущение бесконтрольного нерегулируемого выпуска подземных вод, а в аварийных случаях срочное принятие мер по ликвидации потерь воды;

комплексное использование подземных вод, содержащих полезные компоненты;

проведение комплекса восстановительных работ на земельных участках, приведенных в негодность в процессе разведочных и эксплуатационных работ.

438. На водосборных площадях подземных водных объектов, которые используются или могут быть использованы для питьевого и хозяйственно-бытового водоснабжения, не допускается размещение захоронений отходов, свалок, кладбищ, скотомогильников и других объектов, влияющих на состояние подземных вод.

439. Не допускается орошение земель сточными водами, если это влияет или может повлиять на состояние подземных водных объектов.

440. Буровые скважины, в том числе самоизливающие и разведочные, а также скважины, непригодные к эксплуатации, или использование которых прекращено, подлежат оборудованию регулирующими устройствами, консервации или ликвидации в установленном порядке.

441. Если при использовании недр для разведки и добычи других полезных ископаемых вскрыты водоносные горизонты, природопользователю необходимо принять меры по охране подземных водных объектов в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан, и сообщить об этом в уполномоченные государственные органы в области охраны окружающей среды, использования и охраны водного фонда, по изучению и использованию недр и государственный орган санитарно-эпидемиологической службы.

442. Вскрытые подземные водоносные горизонты обеспечиваются надежной изоляцией, предотвращающей их загрязнение.

443. Бурение поглощающих скважин для сброса промышленных, лечебных минеральных и термальных сточных вод не допускается в случаях, когда эти скважины могут являться источником загрязнения водоносного горизонта, пригодного или используемого для питьевого и бытового водоснабжения или в лечебных целях.

444. В районах, где отсутствуют необходимые поверхностные водные источники и имеются достаточные ресурсы подземных вод питьевого качества, разрешается временное использование этих вод для целей, не связанных с питьевым и бытовым водоснабжением в установленном законодательством порядке.

445. При бурении скважин недропользователь обязан обеспечить:

изолировать все водоносные горизонты и проницаемые пласты;

герметичность всех колонн и надежную их цементировку.

446. Все пласты с признаками водоносности, выявленные в процессе бурения скважин по данным керна, электро- и термокаротажа, должны быть достоверно изучены с целью определения возможности получения из них промышленных притоков воды.

447. Разведочные скважины, вскрывшие при опробовании продуктивные пласты подземных вод, должны сохраняться в полном техническом порядке до момента ввода месторождения в разработку.

В случае если в течение ближайшего года эксплуатация скважин не предполагается, производят ее консервацию.

448. При полной или частичной ликвидации либо консервации буровых скважин последние приводятся в безопасное состояние, обеспечивающее охрану окружающей среды.

449. В скважинах, с незаконченным бурением по техническим причинам, но в разрезе которых установлено наличие водоносных пластов, должна быть проведена изоляция пластов путем заливки цемента с проверкой его герметичности. В случае неудовлетворительного цементирования в скважине должны быть проведены, в зависимости от ее технического состояния, изоляционно-ремонтные или изоляционно-ликвидационные работы.

450. При последовательном опробовании в скважине нескольких продуктивных пластов по методу «снизу вверх» каждый объект должен быть опробован отдельно. После опробования пласт изолируется посредством установки цементного моста с обязательной проверкой его герметичности.

### 4.2. Добыча подземных вод

451. Проектный документ на добычу является основным документом, в соответствии и на основании которого осуществляется разработка месторождения подземных вод.

Проект должен содержать все необходимые сведения для строительства и эксплуатации объекта водопользования, в том числе качественные показатели (химические, бактериологические, радиологические) извлекаемых (сбрасываемых) вод, размеры санитарно-защитных и других зон и округов и описание условий их содержания, об общей геолого-гидрогеологической обстановке участка, глубине залегания подземных вод, их уровенном режиме, гидравлической связи поверхностных и подземных вод, литолого-фациальном составе зоны аэрации, а также данные об утвержденных запасах и условиях формирования подземных вод, мониторинг состояния недр и подземных вод.

452. Проект разработки месторождения подземных вод (строительства и/или эксплуатации водозабора централизованного питьевого и хозяйственно-бытового водоснабжения) должен содержать:

краткую геолого-гидрогеологическую характеристику месторождения поземных вод;

указания мест размещения эксплуатационных и наблюдательных скважин;

требования к конструкции эксплуатационных и наблюдательных скважин и работам по изоляции водоносных горизонтов, пересекаемых стволами указанных скважин;

описание конструкции фильтров скважин и указания интервалов их установки, если скважины фильтровые;

требования к оборудованию устьев эксплуатационных и наблюдательных скважин;

требования к технологии бурения эксплутационных и наблюдательных скважин и наблюдениям при производстве буровых работ;

требования к проведению опытных работ;

требования к организации и обустройству поясов зоны санитарной охраны водозабора и осуществлению контроля за соблюдением охранного режима в зоне санитарной охраны водозабора;

требования к организации и ведению наблюдений за режимом подземных вод в границах зоны санитарной охраны водозабора, ведению учета забранной воды по каждой эксплуатационной скважине, осуществлению контроля за уровнем воды в скважинах, ее составом и свойствами.

453. В проектах водозаборов подземных вод предусматривается режимная сеть наблюдательных скважин для наблюдения за уровнями, дебитом, температурой и химическим составом подземных вод.

В проектах скважин указывается способ бурения и определяется их конструкция (глубина, диаметры колонны труб, тип водоприемной части, водоподъемники и оголовки скважины), а также порядок их опробования.

454. При использовании подземных вод применяются следующие водозаборные сооружения: водозаборные скважины, шахтные колодцы, комбинированные водозаборы, лучевые водозаборы, каптажи родников.

455. Водозаборные сооружения, водоводы и станции водоподготовки сооружаются на средний часовой расход в сутки максимального водопотребления.

456. Конструкция скважин предусматривает:

возможность замера дебита, уровней, отбора проб воды;

производство ремонтных работ при проведении регенераций в ходе эксплуатации скважин.

457. Технологическая схема разработки месторождений минеральных вод устанавливает:

систему разработки месторождения, обеспечивающую оптимальный режим эксплуатации водозаборных сооружений и отбор минеральных вод в пределах утвержденных эксплуатационных запасов;

количество эксплуатационных, резервных и наблюдательных скважин (источников), выбор и обоснование технологического режима их работы;

способ каптажа минеральных вод и обустройство водозаборных сооружений, системы перекачки, транспортировки, резервирования и предварительной обработки минеральных вод (стабилизации, нагрева, охлаждения и других методов), обеспечивающие сохранность качества минеральных вод;

мероприятия по доразведке месторождения минеральных вод;

особенности проектирования и эксплуатации бальнеотехнических систем, связанные со спецификой химического состава вод;

комплекс мероприятий по бесперебойному обеспечению минеральными водами всех потребителей и созданию рациональной системы эксплуатации месторождений;

схему обустройства месторождения;

комплекс гидрогеологических наблюдений (мониторинг подземных вод) по контролю за разработкой месторождений минеральных вод и порядок их ведения;

нормативы потерь минеральных вод при их отборе, транспортировке и использовании;

меры охраны месторождения от порчи и преждевременного истощения;

мероприятия по техническому обслуживанию и ремонту скважин.

458. Не допускается использование подземных вод в хозяйственных нуждах, содержащих природные лечебные ресурсы за исключением случаев, предусмотренных водным и санитарным законодательством.

459. Конструкция скважины должна обеспечивать ее длительное функционирование, оптимальный режим эксплуатации, возможность применения насосов различных типов и приспособлений для возбуждения или усиления газлифта (термогазлифта, термолифта, парлифта) и вывод минеральных вод только одного типа. Вывод различных по составу минеральных вод одной скважиной путем усложнения ее конструкции и использования для этого межтрубного пространства не допускается.

460. При каптаже минеральных вод с положительным пьезометрическим уровнем конструкция скважин должна обеспечивать их вывод преимущественно самоизливом на расчетный срок эксплуатации, если это соответствует условиям подсчета запасов.

461. На каждое каптажное сооружение составляется паспорт, содержащий все основные гидрогеологические и гидрохимические данные, сведения о его конструкции и рекомендации по эксплуатации.

462. В проекте разработки месторождений термальных вод приводится комплексное решение основных технологических и технико-экономических вопросов, связанных с максимальным извлечением и комплексным использованием выявленных ресурсов термальных вод и всех ценных сопутствующих компонентов при оптимальных технико-экономических показателях с учетом требований охраны недр и окружающей среды.

463. Проект разработки месторождений термальных вод содержит следующие разделы:

исходные геолого-промысловые данные, полученные в ходе поисково-разведочных работ и опытной эксплуатации скважин;

обоснование выбранной системы разработки, уровней годовой добычи, технологического режима работы скважин, рационального использования вод в процессе эксплуатации и рентабельного срока разработки, целесообразности поддержания пластового давления;

обоснование системы и места сброса отработанных вод;

программу и объем работ по исследованию скважин и контролю за разработкой;

исходные данные для составления проекта обустройства промысла.

464. Проект обустройства месторождений термальных вод основывается на утвержденных технологических схемах и проектах разработки. В проекте обустройства промысла термальных вод должны быть даны наиболее эффективные и экономически целесообразные решения относительно:

систем сброса (глубинного или поверхностного), внутрипромыслового транспорта и очистки термальных вод;

технологических установок, оборудования и аппаратуры для обработки воды (сепарация, дегазация, очистка, технические мероприятия против солеотложения);

обработки и подготовки полезных компонентов (при их промышленной концентрации) для использования или транспортирования к потребителям (переработчикам);

мероприятий и средств для борьбы с коррозией оборудования;

мероприятий и средств, необходимых для обеспечения контроля и регулирования работы скважины (эксплуатационных, наблюдательных, пьезометрических), а также текущего контроля за процессом разработки месторождения;

средств непрерывного и периодического контроля и учета добычи термальных вод;

механико-энергетической и ремонтной базы промысла термальных вод;

насосного хозяйства, обеспечивающего подачу воды потребителям (на каждой скважине или их группе);

водоснабжения и промысловой канализации;

сооружения производственных, административных и бытовых зданий.

465. Разработка проекта строительства и(или) эксплуатации водозабора промышленных вод осуществляется на основании данных детальной разведки соответствующего эксплуатационного участка месторождения подземных вод либо по данным разведки месторождений углеводородного сырья.

466. Проект строительства и эксплуатации водозабора промышленных вод содержит:

указания мест размещения эксплуатационных и наблюдательных скважин;

требования к конструкции эксплуатационных и наблюдательных скважин и работам по изоляции водоносных горизонтов, пересекаемых стволами указанных скважин;

описание конструкции фильтров эксплуатационных и наблюдательных скважин и указания интервалов их установки;

требования оборудованию устьев эксплуатационных и наблюдательных скважин;

требования к технологии бурения эксплуатационных и наблюдательных скважин и наблюдениям при производстве буровых работ;

требования к проведению опытных работ;

требования к режиму забора промышленных вод и их охране;

требования к организации и ведению наблюдений за режимом подземных вод в границах месторождения промышленных вод, ведению учета забираемой воды, осуществлению контроля за уровнем, составом и свойствами воды в скважинах.

467. Не допускается ввод в эксплуатацию водозаборов подземных вод без оборудования их водорегулирующими устройствами, водоучитывающими приборами, а также без установления зон санитарной охраны и создания пунктов наблюдения за показателями состояния подземных водных объектов.

468. Эксплуатация продуктивных пластов должна осуществляться с обязательным соблюдением всех условий, исключающих возможность нанесения ущерба другим продуктивным пластам.

469. Не допускается применять в одной скважине совместно-разделительную эксплуатацию нескольких продуктивных горизонтов, содержащих подземные воды.

470. Не допускается при эксплуатации продуктивных горизонтов смешения вод эксплуатируемого горизонта за счет перетока вод из выше или нижележащих водоносных горизонтов.

471. Каптажные сооружения, обеспечивающие захват и подачу высокогазонасыщенных вод, оборудуются газоотделителями и газосборниками. Принудительная эксплуатация каптажных сооружений с газонасыщенными водами может осуществляться с помощью погруженных насосов на глубину большую, чем проявление в воде газовой фазы.

472. Не допускается применение эрлифтных (подъем жидкости при помощи сжатого воздуха) установок для вывода сероводородных, углекислых, радоновых лечебных вод, а также вод со сложным газовым составом и обогащенных органикой.

473. Месторождения термальных, промышленных и лечебных минеральных подземных вод допускаются к освоению, если решен вопрос специального водопользования сброса отработанных вод в обычную канализационную сеть, поверхностные водоемы, не используемые в спортивно-оздоровительных целях, или замкнутые понижения, не имеющие хозяйственного значения.

474. Наземное и подземное оборудование должно быть удобным и безопасным при эксплуатации, контроле и исследованиях, для обеспечения замера температуры, давления и дебита на устье, спуска глубинных приборов в ствол скважины, в том числе и во время ее эксплуатации.

475. Учет добычи термальных вод, пара и минеральных компонентов ведется с целью обеспечения потребителя и поддержания установленного технологического режима, контроля за состоянием призабойной зоны, наземного и скважинного оборудования, контроля за разработкой месторождения.

476. Конструкция всех скважин на месторождении подземных вод должна обеспечить условия для проведения контрольно-измерительных работ. По скважинам, эксплуатирующим одновременно несколько пластов, необходимо производить контрольные измерения дебита и температуры раздельно по пластам.

477. Учет добычи подземных вод производится путем измерения расходов воды по каждой скважине (на устье или сборном пункте) с точностью, отвечающей требованиям действующих нормативов.

478. На автоматизированных водозаборах и промыслах замер расхода воды и пара производится регистрирующими приборами с периодической проверкой контрольно-измерительных приборов.

479. В подземных и термальных водах, содержащих полезные компоненты, необходимо определять содержание (мг/л) йода, брома, бора, магния, калия, лития, рубидия, цезия, стронция, германия, и их соединений с целью получения максимальной эффективности при использовании этих вод в качестве минерального сырья.

480. При установлении опасности развития коррозии и солеотложений следует немедленно организовать проведение специальных коррозионных исследований (с привлечением научно-исследовательских организаций) для выявления характера коррозионных и осадкообразовательных процессов, разработки и выбора рациональных методов защиты от коррозии и солеотложения всей системы оборудования.

481. На водосборных площадях подземных водных объектов, которые используются или могут быть использованы для питьевого и хозяйственно-бытового водоснабжения, не допускается размещение площадок для кучного выщелачивания руд, захоронений отходов, свалок, кладбищ, скотомогильников и других объектов, влияющих на состояние подземных вод.

482. Не допускается орошение земель сточными водами, если это влияет или может повлиять на состояние подземных водных объектов.

483. Не допускается бурение поглощающих скважин для сброса промышленных, лечебных минеральных и термальных сточных вод в случаях, когда эти скважины могут являться источником загрязнения водоносного горизонта, пригодного или используемого для питьевого и бытового водоснабжения или в лечебных целях.

484. Бурение поглощающих скважин, в том числе нагнетательных скважин для подземного скважинного выщелачивания полезных ископаемых, допускается только при наличии положительных заключений государственных органов охраны недр и окружающей среды, управления водными ресурсами и санитарного надзора, выдаваемых после проведения специальных обследований в районе бурения этих скважин.

485. В случае обнаружения взаимовлияния скважин, в одной из которых отмечается значительное падение дебита или полное прекращение подачи воды, одна из скважин должна быть закрыта или ликвидирована.

486. Недропользователь обеспечивает капитальный ремонт скважин в случае:

повреждения обсадных колонн, не позволяющего продолжать эксплуатацию, и технической невозможности исправления скважин;

обнаружения пескования;

обнаружения солеотложений в стволе скважины.

487. Все работы по капитальному ремонту скважин должны производиться недропользователями по согласованию с территориальными органами уполномоченного органа в области промышленной безопасности с соблюдением требований техники безопасности.

488. При размещении, проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию и эксплуатации водозаборов, связанных с использованием подземных водных объектов, предусматриваются меры, предотвращающие подтопление территорий, опустынивание, заболачивание земель, оползней и просадки грунта.

489. Не допускается устройство поглощающих скважин и колодцев в 1 и 2 поясах зон санитарной охраны источников водоснабжения.

490. Не допускается сброс в поглощающие скважины и колодцы отработанных вод, содержащих радиоактивные вещества.

491. В районе, где производится закачка отработанных вод в поглощающие скважины, а также рабочих растворов скважинного выщелачивания недропользователь организовывает систематические лабораторные наблюдения за качеством воды в ближайших скважинах, родниках, колодцах по плану.

492. Для решения вопросов закачки отработанных вод и выщелачивающих растворов для добычи полезных ископаемых проводятся исследовательские и опытные работы по разработанной программе, включающей бурение скважин и опытные закачки.

493. Основным условием выбора горизонта закачки отработанных вод является наличие надежных водоупоров, изолирующих закачиваемые воды от дневной поверхности, от пресных и минеральных вод бальнеологического или промышленного значения, и наличие пород-коллекторов, способных принять и вместить закачиваемые воды.

494. При составлении проекта и осуществлении дренажа подземных вод при разработке месторождений полезных ископаемых содержание и методика наблюдений обеспечивает получение достоверных данных о темпе осушения горного массива, положении уровня подземных вод на всей площади нарушенного гидродинамического режима, оценку влияния осушения (или подтопления) на уровень, запасы и качество подземных вод и на окружающую среду.

### 4.3. Авторский надзор при разработке подземных вод

495. Авторский надзор за реализацией принятых проектных решений ежегодно ведет проектная организация, составившая проектный документ на добычу.

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

497. В ежегодном отчете по авторскому надзору отражаются следующие положения:

показано соответствие (или несоответствие) фактически достигнутых значений технологических параметров;

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

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

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

*Постановление*
*Правительства Республики Казахстан*

Астана, Үкімет Үйі от 9 февраля 2011 года № 106

# О внесении изменения в постановление Правительства Республики Казахстан от 4 апреля 2006 года № 237

Правительство Республики Казахстан **ПОСТАНОВЛЯЕТ:**

1. Внести в постановление Правительства Республики Казахстан от 4 апреля 2006 года № 237 «Об утверждении Правил субсидирования стоимости услуг по подаче воды сельскохозяйственным товаропроизводителям» (САПП Республики Казахстан, 2006 г., № 12, ст. 111) следующее изменение:

Правила субсидирования стоимости услуг по подаче воды сельскохозяйственным товаропроизводителям, утвержденные указанным постановлением, изложить в новой редакции согласно приложению к настоящему постановлению.

2. Настоящее постановление вводится в действие по истечении десяти календарных дней со дня первого официального опубликования.

**Премьер-Министр Республики Казахстан К. МАСИМОВ**

Приложение
к постановлению Правительства Республики Казахстан от 9 февраля 2011 года № 106

Утверждены
постановлением Правительства Республики Казахстан
от 4 апреля 2006 года № 237

**Правила**
**субсидирования стоимости услуг по подаче воды сельскохозяйственным товаропроизводителям**

**1. Общие положения**

1. Настоящие Правила субсидирования стоимости услуг по подаче воды сельскохозяйственным товаропроизводителям (далее – Правила) разработаны в соответствии с подпунктом 5) пункта 1 статьи 135 Водного кодекса Республики Казахстан и определяют порядок субсидирования стоимости услуг по подаче воды сельскохозяйственным товаропроизводителям (далее – водопользователь) за счет и в пределах средств из местных бюджетов, утвержденных решением маслихата области о местном бюджете на соответствующий финансовый год.

2. В настоящих Правилах используются следующие понятия:

1) вододатель – физическое или юридическое лицо, осуществляющее подачу воды сельскохозяйственным товаропроизводителям и являющееся субъектом естественной монополии по оказанию услуг водохозяйственных систем;

2) водопользователь – физическое или юридическое лицо, которому в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан, предоставлено право использования водных ресурсов для удовлетворения собственных нужд и (или) коммерческих интересов;

3) услуги по подаче воды – доставка воды водопользователю путем забора из водоисточника (река, водохранилище, канал и другие), транспортировка и распределение по водоводам (канал, трубопроводы), доставка в точки выдела водопользователей;

4) сельский потребительский кооператив водопользователей (СПКВ) – добровольное объединение физических и (или) юридических лиц, владеющих (пользующихся) земельными участками на подвешенной площади, на основе членства для совместного управления гидротехническими сооружениями, устройствами и оборудованием для нужд сельского хозяйства;

5) межведомственная комиссия (далее – МВК) – комиссия, создаваемая решением акима района для рассмотрения и внесения предложений по утверждению списка водопользователей, подлежащих субсидированию из местного бюджета в части стоимости услуг по подаче им поливной воды, и суммы субсидий по водопользователям.

3. Субсидии предназначаются для частичного возмещения затрат водопользователей (удешевления стоимости полученных услуг) за полученные услуги по подаче воды для орошения сельскохозяйственных культур в пределах утвержденного лимита водопользования.

4. МВК в своей деятельности руководствуется утвержденным акимом положением, регламентом работы, критериями отбора водопользователей, которым субсидируется часть стоимости услуг по подаче поливной воды.

МВК создается в составе председательствующего – заместителя акима района и участвующих, в которые входят специалисты местных исполнительных органов, территориального уполномоченного органа в области использования и охраны водного фонда, представители общественных организаций, ассоциации водопользователей и другие.

Рабочим органом МВК является районный отдел сельского хозяйства (далее – Отдел).

Отдел обеспечивает публикацию порядка работы МВК в местных СМИ с указанием сроков приема документов от сельхозтоваропроизводителей и другие необходимые сведения.

5. Объемы поставленной воды водопользователям определяются в точке выдела воды.

6. Размер выделяемых субсидий на один кубометр поставленной воды устанавливается дифференцированно с учетом способа полива и подачи воды, в процентном отношении от тарифов, утвержденных для водопользователей уполномоченным государственным органом, осуществляющим руководство в сферах естественных монополий и регулируемых рынков согласно приложению 1 к настоящим Правилам.

При этом услуги по подаче воды сельхозтоваропроизводителям не подлежат субсидированию, если стоимость услуги с учетом субсидирования ниже стоимости согласно приложению 2 к настоящим Правилам.

7. При получении субсидии приоритет отдается тем водопользователям, которые объединены в СПКВ (за исключением тех, кто является единственным водопользователем из канала вододателя), имеют приборы учета воды и договоры на поставку поливной воды с вододателем с помесячной разбивкой установленного лимита водопользования.

8. Субсидии перечисляются непосредственно на счета водопользователей и СПКВ (на основании решения членов СПКВ).

Объемы субсидий в целом по области определяются решением соответствующего маслихата области о местном бюджете на соответствующий финансовый год. Объемы субсидий по районам определяются соответствующим решением акима области. Объемы субсидий до акимов районов доводятся областными управлениями сельского хозяйства в срок до 1 февраля текущего года.

**2. Порядок выплаты субсидий и условия субсидирования стоимости услуг по подаче воды водопользователям**

9. Для получения субсидий водопользователи предоставляют документы в МВК через СПКВ (за исключением тех, кто является единственным водопользователем из канала вододателя).

10. СПКВ для получения субсидий на удешевление стоимости услуг за поставленную воду в срок до 20 февраля текущего года представляет в МВК заявку по форме согласно приложению 3 к настоящим Правилам.

К заявке прикладываются следующие документы:

копия устава СПКВ;

протокол собрания членов СПКВ о делегировании полномочий СПКВ по представлению заявки и получения субсидий;

копия приказа об утверждении тарифа вододателя;

договор СПКВ с вододателем о подаче воды на предстоящий поливной сезон с указанием лимита водопользования для каждого водопользователя по месяцам согласно типовой форме приложения 7 к настоящим Правилам;

копии правоустанавливающих документов на земельный участок каждого водопользователя;

копии документов, подтверждающих наличие технических паспортов на сооружения, оборудование и устройства, предназначенные для полива каждого водопользователя;

копии документов о наличии аттестованных средств учета воды для полива каждого водопользователя;

копия свидетельства о регистрации (перерегистрации) юридического лица (в случае перечисления денег на счет водопользователя – копия документа, удостоверяющего личность, или копия свидетельства о регистрации индивидуального предпринимателя);

копия документа, выданного налоговым органом, подтверждающего факт постановки клиента на налоговый учет;

справка банка о наличии банковского счета с указанием его реквизитов.

Если водопользователь не является членом СПКВ в соответствии с пунктом 5 настоящих Правил, то он для получения субсидий самостоятельно предоставляет вышеуказанные документы, за исключением копии устава СПКВ и протокола собрания членов СПКВ о делегировании полномочий.

11. МВК в срок до 25 февраля текущего года рассматривает представленные заявки и, подписав соответствующий Протокол, представляет на утверждение списки водопользователей в разрезе СПКВ акиму района на получение субсидий по удешевлению стоимости услуг по подаче воды и суммы субсидий по ним по ставкам в соответствии с приложениями 1 и 2 к настоящим Правилам.

Общая сумма субсидий по району не должна превышать доведенный объем суммы субсидий.

Лимиты водопользования в разрезе СПКВ и отдельных водопользователей определяются бассейновыми водохозяйственными управлениями уполномоченного органа в области использования и охраны водного фонда.

В случае превышения количества заявок водопользователей от объема суммы субсидий в приоритетном порядке удовлетворяются заявки водопользователей, имеющие более прогрессивные технологии полива.

12. После утверждения списка водопользователей аким района в срок до 28 февраля текущего года представляет в областное управление сельского хозяйства (далее – Управление) реестр водопользователей в разрезе СПКВ по форме в соответствии с приложением 4 к настоящим Правилам.

13. Областное управление сельского хозяйства, получив реестр водопользователей, сверяет соответствие общей суммы субсидирования по району с лимитом водопользования, установленным уполномоченным органом. После чего в недельный срок уведомляет в письменной форме водопользователей и СПКВ о принятых решениях акимами районов по утверждению списков водопользователей – получателей бюджетных субсидий на удешевление стоимости поставки воды с указанием годовых сумм субсидий.

14. СПКВ до 20 числа каждого месяца представляет в отдел:

акт оказания услуг по подаче воды вододателем согласно приложению 5 к настоящим Правилам;

копии платежных документов, подтверждающих перечисление вододателю средств за полученные услуги по доставке воды. При этом по договоренности Сторон водопользователь (СПКВ от имени водопользователей) может оплатить не менее 50% стоимости оказанных услуг вододателем, параллельно взяв на себя обязательство оплатить оставшуюся часть после получения субсидий.

15. Отдел после проверки указанных документов пунктом 14 настоящих Правил в срок до 25-го числа текущего месяца направляет в Управление сводный реестр по водопользователям по форме согласно приложению 6 к настоящим Правилам.

16. Управление проверяет соответствие представленных документов требованиям, установленным настоящими Правилами, и в течение трех рабочих дней формирует ведомость на выплату бюджетных субсидий и счета к оплате.

При проведении платежа Управление представляет в течение двух рабочих дней в территориальное подразделение казначейства реестр счетов к оплате и счета к оплате в двух экземплярах.

Приложение 1
к Правилам субсидирования из местных бюджетов стоимости услуг по подаче воды сельскохозяйственным товаропроизводителям

**Размеры**
**выделяемых субсидий на один кубометр поставленной воды сельскохозяйственным товаропроизводителям**

| № | Критерии по видам орошения (полива) | Размеры субсидирования на 1 (один) кубометр поданной воды сельскохозяйственным товаропроизводителям (в % к утвержденному тарифу) |
|---|---|---|
| 1. | Обычное поверхностное орошение без механического водоподъема | 20% |
| 2. | Дождевание без механического водоподъема, или самонапорное орошение | 30% |
| 3. | Дискретная технология орошения без механического водоподъема | 40% |
| | Обычный полив для рисовых систем | 50% |
| 4. | Обычное поверхностное орошение с механическим водоподъемом | 60% |
| 5. | Дождевание или дискретная технология орошения с механическим водоподъемом | 70% |
| 6. | Двойным механическим водоподъемом или капельное орошение | 80% |
| 7. | Использования дренажных вод для орошения из скважин вертикального дренажа | 90% |

Приложение 2
к Правилам субсидирования из местных бюджетов стоимости услуг по подаче воды сельскохозяйственным товаропроизводителям

**Стоимость услуги по подаче воды для полива с учетом субсидирования, ниже которой она не подлежит субсидированию (вне зависимости от способа полива)**

| Объем поставляемой воды, метр кубический | Стоимость услуги с учетом субсидирования (выводится как тариф * размер субсидирования в соответствии с приложением 1 к настоящим Правилам), тенге |
|---|---|
| 1 (один) | 0,03 |

Приложение 3
к Правилам субсидирования из местных бюджетов стоимости услуг по подаче воды сельскохозяйственным товаропроизводителям

Форма

**Председателю**
**Межведомственной комиссии по утверждению списка водопользователей – получателей бюджетных субсидий на услуги по поливной воде**

_____
(Ф. И. О.)

**ЗАЯВКА**
**на получение субсидий на услуги по подаче воды для орошения в 201 ___ году**

1. СПКВ и водопользователь: _____
(наименование СПКВ и водопользователь)

2. Местонахождение: _____
(область, район, поселок, улица)

3. Наличие орошаемых земель _____ га,
в т. ч. намечаемые к использованию _____ га.

4. Наименование источника (река, родник, оросительная система, распределитель, водовыдел) _____
_____

5. Наименование вододателя, с которым заключены договоры по поставке поливной воды: _____
_____

6. Утвержденный тариф для вододателя: _____
(тариф, № и дата приказа АРЕМа)

7. Объем водопотребления поливной воды по видам возделываемых сельскохозяйственных культур (в разрезе водопользователей):

| № п/п | Засеваемая культура | Площадь посева, га | Оросительная норма, м³/га | Объем водопотребления, тыс. м³ (лимит) | Способ полива |
|---|---|---|---|---|---|
| Водопользователь 1 | | | | | |
| 1 | | | | | |
| 2 | | | | | |
| | ВСЕГО | | X | | X |
| Водопользователь 2 | | | | | |
| 1 | | | | | |
| 2 | | | | | |
| | ВСЕГО | | X | | X |
| Водопользователь 3 | | | | | |
| 1 | | | | | |
| 2 | | | | | |
| | ВСЕГО | | X | | X |
| | ИТОГО | | X | | X |

8. Распределение объемов водопотребления по месяцам (в разрезе водопользователей):

| Месяца | Орошаемая площадь, га | Объем водопотребления по норме полива, тыс. м³ | Стоимость услуги по утвержденному тарифу, тыс. тенге | Размер субсидирования, % | Сумма субсидий, тыс. тенге | Стоимость 1 м³ с учетом субсидирования, тенге/м³ |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Водопользователь 1 | | | | | | |
| | | | | | | |
| ВСЕГО | X | | | X | | X |
| Водопользователь 2 | | | | | | |
| | | | | | | |
| ВСЕГО | X | | | X | | X |
| Водопользователь 3 | | | | | | |
| | | | | | | |
| ВСЕГО | X | | | X | | X |
| Водопользователь 4 | | | | | | |
| | | | | | | |
| ВСЕГО | X | | | X | | X |
| ИТОГО | X | | | X | | X |

9. ИТОГО: к выплате за год _____ тыс. тенге.

Примечание. Расчетный объем водопотребления по месяцам не должен превышать объемов подачи воды (лимит водопользования) по заключенному договору с вододателем.

Субсидии не выплачиваются при превышении стоимости услуг по подаче воды с учетом субсидирования размера стоимости в соответствии с приложением 2 к настоящим Правилам.

**СПКВ:** _____ _____
(подпись) (Ф. И. О.)

«____» _____ 201 ___ года

Приложение 4
к Правилам субсидирования из местных бюджетов стоимости услуг по подаче воды сельскохозяйственным товаропроизводителям

«СОГЛАСОВАНО»
Начальник _____
бассейновой водохозяйственной инспекции Комитета по водным ресурсам Министерства сельского хозяйства Республики Казахстан
_____
(Ф. И. О.)
« ____ » _____ года
_____
(подпись)

«УТВЕРЖДАЮ»
Начальник управления сельского хозяйства _____
района _____
_____ области
_____
(Ф. И. О.)
« ____ » _____ года
_____
(подпись)

**РЕЕСТР**
**водопользователей – получателей бюджетных субсидий на удешевление стоимости услуг по поставке поливной воды для орошения сельскохозяйственных культур по _____ району**
**_____ области**

| № п/п | Наименование вододателя/водопользователя (в разрезе месяцев) | Объем водопотребления (лимит водоподачи), тыс. м³ | Стоимость услуги по утвержденному тарифу, тыс. тенге | Размер субсидирования, % | Сумма субсидий, тыс. тенге |
|---|---|---|---|---|---|
| | СПКВ 1 | | | | |
| | Водопотребитель 1 | | | | |
| | апрель | | | | |
| | июнь | | | | |
| | август | | | | |
| | ВСЕГО | | | | |
| | Водопотребитель 2 | | | | |
| | апрель | | | | |
| | июнь | | | | |
| | август | | | | |
| | ВСЕГО | | | | |
| | Водопотребитель 3 | | | | |
| | апрель | | | | |
| | июнь | | | | |
| | август | | | | |
| | ВСЕГО | | | | |
| | СПКВ 2 | | | | |
| | Водопотребитель 1 | | | | |
| | | | | | |
| | Водопотребитель 2 | | | | |
| | | | | | |
| | Водопотребитель 3 | | | | |
| | ВСЕГО | | | | |
| | СПКВ 3 | | | | |
| | и т. д. | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |

Всего по району сумма субсидий по Реестру водопользователей составляет _____ тенге.

Аким района: _____ _____
(подпись) (Ф. И. О.)

Приложение 5
к Правилам субсидирования из местных бюджетов стоимости услуг по подаче воды сельскохозяйственным товаропроизводителям

**Акт**
**оказания услуг по доставке поливной воды для орошения**

село _____ от « ____ » _____ 20 ___ года
(наименование населенного пункта)

_____ в лице _____, действующего на основании
(наименование организации) (Ф. И. О.)

_____, именуемый в дальнейшем «Вододатель», и
(наименование документа)

_____, действующего на основании _____,
(Ф. И. О.) (наименование документа)

именуемый в дальнейшем «Водопользователь», составили настоящий акт о нижеследующем:

Настоящий акт составлен в том, что «Вододатель» за _____ месяц 201 ___ года на основании Договора с «Водопользователем» об оказании услуг по доставке поливной воды для орошения № ____ от « ____ » _____ 201 ___ года доставил до точки выдела _____ кубометров воды, а «Водопользователь» получил на точке выдела вышеуказанный объем воды.

Акт составлен на основании данных журнала ежедневного учета водоподачи в соответствии с показателями приборов учета воды.

Общая сумма оказанных услуг «Водопользователю» по доставке поливной воды для орошения по утвержденному тарифу составила _____ тенге, в том числе _____тенге НДС.

«Вододатель» в соответствии с Договором № ____ от « ____ » _____ 20 ___ года, заключенным между ним и «Водопользователем», оказал услуги в соответствии с графиком подачи воды на дату подписания акта в полном объеме. Претензии к оказанию услуг не имеются.

За «Вододателя»: _____ (Ф. И. О.)
_____
(подпись, печать)
« ____ » _____ 20 ___ года

За «Водопользователя»: _____ (Ф. И. О.)
_____
(подпись, печать)
« ____ » _____ 20 ___ года

Приложение 6
к Правилам субсидирования из местных бюджетов стоимости услуг по подаче воды сельскохозяйственным товаропроизводителям

«УТВЕРЖДАЮ»
Начальник областного (города республиканского значения, столицы) управления сельского хозяйства
_____ _____
(подпись) (Ф. И. О.)
« ____ » _____ 20 ___ года

**Сводный реестр фактически оказанных услуг по доставке поливной воды для орошения по _____ району**
**_____ области**
**за _____ 20 ___ года**
(месяц)

| № п/п | Наименование водопользователей | Подано воды, тыс. м³ | | Утвержденный тариф, тенге за 1 м³ | Стоимость оказанных услуг, тенге | | Размер субсидии, тенге | | Выплачено субсидий с начала поливного сезона, тенге | Подлежит к выплате, тенге |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | с начала поливного сезона | в т. ч. за отчетный месяц | | с начала поливного сезона | в т. ч. за отчетный месяц | с начала поливного сезона | в т. ч. за отчетный месяц | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
| | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | |

Начальник районного отдела сельского хозяйства
_____ _____
(подпись) (Ф. И. О.)
« ____ » _____ 20 ___ года

Примечание. В графе 2 Водопользователи приводятся в том же порядке, что и в Перечне Водопользователей, утвержденном областным (города республиканского значения, столицы) управлением сельского хозяйства.

Размер субсидий в тенге (графа 8) рассчитывается с учетом того, что стоимость услуги с учетом субсидирования ниже указанной в приложении 2 к настоящим правилам не выплачивается.

Приложение 7
к Правилам субсидирования из местных бюджетов стоимости услуг по подаче воды сельскохозяйственным товаропроизводителям

**Типовая форма**
**рекомендуемого договора об оказании услуг по доставке поливной воды для орошения**

село (город) _____ « ____ » _____ года
_____,
(наименование юридического лица)

именуемый в дальнейшем «Вододатель», в лице _____
действующего на основании устава предприятия, с одной стороны, _____,
(наименование юридического или физического лица)

именуемый в дальнейшем «Водопользователь», в лице _____,
действующего на основании _____,
с другой стороны, _____,
далее совместно именуемые «Стороны», заключили настоящий Договор оказания услуг по подаче воды по тарифам с учетом субсидирования (далее – Договор) и пришли к согласованию о нижеследующем:

В настоящем договоре нижеперечисленные понятия будут иметь следующие толкования:

1) «Договор» – настоящий Договор со всеми приложениями и дополнениями к нему, а также со всей документацией, на которые в Договоре есть ссылки;

2) «Услуги» – означает услуги по доставке поливной воды по тарифам, утвержденным уполномоченным государственным органом по регулированию естественных монополий, которые Вододатель должен оказать Водопользователю в рамках Договора;

3) «Вододатель» – юридическое лицо, осуществляющее услуги по доставке поливной воды на условиях, указанных в Договоре;

4) «Водопользователь» – физическое или юридическое лицо, деятельность которого связана с использованием орошаемых земель для выращивания сельскохозяйственной продукции;

5) «Тариф» – тариф за услуги по доставке поливной воды, утвержденный уполномоченным государственным органом по регулированию естественных монополий.

**1. Предмет договора**

1. По настоящему Договору Вододатель обязуется оказать, а Водопользователь принять и оплатить Услуги по доставке поливной воды по тарифу.

**2. Обязанности Сторон**

Вододатель обязуется:

2.1. В течение всего поливного сезона подавать воду Водопользователю в точках выдела водохозяйственных систем в соответствии с графиком подекадных расходов в пределах лимита водопользования _____ тыс. куб. м, установленного на _____ года.

2.2. Извещать Водопользователя об ожидаемых изменениях в подаче воды не менее чем за двое суток.

2.3. При дефиците водных ресурсов в источнике пропорционально снижать объемы подачи воды по установленным графикам для каждого Водопользователя.

2.4. Обеспечить надежную работу имеющихся средств учета воды.

2.5. Обеспечить готовность оросительной дренажной сети к приемке воды до начала вегетационного периода.

Водопользователь обязуется:

2.6. Содержать в исправном состоянии внутрихозяйственную оросительную сеть и проводить ее регулярную очистку.

2.7. Извещать Вододателя об ожидаемых изменениях в графике приема воды не менее чем за 2 суток.

2.8. Рационально использовать поданную поливную воду по целевому назначению, то есть только для орошения.

2.9. В случае нецелевого использования поливной воды обеспечить возврат в бюджет суммы субсидий и выплаты штрафа за нецелевое использование в размере _____

**3. Дополнительные условия**

3.1. Передача-прием воды осуществляется в точках выдела воды согласно утвержденным графикам подачи воды. Передача-прием воды фиксируется в журналах установленной формы в двух экземплярах (один хранится у Вододателя, другой – у Водопользователя). Запись производится шариковой или перьевой ручкой **черными** или **синими** чернилами.

3.2. Передача-прием воды производится совместным наблюдением официально уполномоченных представителей от Сторон не менее 2 раз в сутки в согласованные сроки с фиксированием результатов в журналах.

В случае неявки одной из сторон запись другой Стороны не оспаривается.

3.3. Установка насосов на межхозяйственных каналах и реках должна быть в обязательном порядке согласована с Вододателем.

Не допускается использование доставленного объема воды на другие цели, кроме орошения. В противном случае водозабор будет считаться самовольным захватом воды.

**4. Порядок расчетов**

4.1. Тариф за услуги по доставке воды, утвержденный уполномоченным государственным органом по регулированию естественных монополий, составляет на _____ год в размере _____ тенге за тыс. куб. м с учетом НДС.

(Водопользователь оплачивает оказанные услуги по тарифу в полном объеме), или (Водопользователь оплачивает 50% стоимости оказанных услуг, а оставшиеся 50% – после получения субсидий), или (Водопользователь после подписания настоящего Договора оплачивает аванс в размере _____ % от годового объема и в последующем, после отработки Вододателем аванса, ежемесячно оплачивает объемы фактически оказанных услуг) (нужное оставить по договоренности)

4.2. Годовой лимит водопользования, всего _____ тыс. куб. м.

4.3. Стоимость годового лимита водопользования по тарифу _____ тенге с учетом НДС.

4.4. В случае неподписания настоящего Договора до начала поливного сезона Вододатель не осуществляет подачу воды Водопользователю.

**5. Условия оплаты**

5.1. Оплата по настоящему Договору производится в тенге.

5.2. В случае частичного или полного отсутствия оказанных услуг Вододатель возвращает соответствующую сумму авансового платежа не позднее _____ дней с момента истечения срока настоящего Договора и должен заплатить Водопользователю штраф в размере _____.

5.3. Выписанные счета подлежат оплате в 20-дневный срок после их вручения Водопользователю.

**6. Штрафные санкции**

6.1. При несвоевременной оплате по тарифам Водопользователь должен заплатить Вододателю пеню в размере _____ от суммы платежа за каждый день просрочки. Общая сумма штрафных санкций (пени) не должна превышать _____ % от суммы платежа.

**7. Порядок урегулирования споров**

7.1. Все разногласия и споры, возникшие по настоящему Договору или связанные с ним, должны решаться путем переговоров между Сторонами.

7.2. Если стороны не могут прийти к соглашению, то разногласия должны быть урегулированы в соответствии с действующими законодательствами Республики Казахстан.

**8. Ответственность Сторон**

8.1. За неисполнение и/или ненадлежащее исполнение обязательств по настоящему Договору Стороны несут ответственность в соответствии с действующим законодательством Республики Казахстан.

**9. Форс-мажорные обязательства**

9.1. Вододатель не несет ответственности за недопоставленный Водопользователю объем воды по настоящему договору, если это случилось вследствие обстоятельств непреодолимой силы, как стихийные бедствия, дефицит воды в источнике орошения.

9.2. Обстоятельства, указанные в п. 9.1., правомочны, если они должным образом подтверждены соответствующими госорганами.

9.3. Сторона, для которой создалась невозможность исполнения обязательств по настоящему Договору, обязана в _____-дневный срок известить другую Сторону о наступлении и прекращении вышеуказанных обстоятельств и их продолжительности.

**10. Прочие условия**

10.1. Все изменения и дополнения к настоящему Договору являются действующими, если они заключены в письменном виде и подписаны правомочными представителями Сторон.

10.2. Настоящий Договор составлен в _____ экземплярах, на _____ языках, по одному экземпляру для каждого из Сторон, имеющих равную юридическую силу.

10.3. Договор может быть расторгнут и прекращен по взаимному согласию. Для этого ходатайствующая об этом Сторона извещает другую Сторону за _____ месяцев до предполагаемого срока расторжения договора.

**11. Перечень документов, прилагаемых к Договору**

1. Разрешение на специальное водопользование (при самостоятельном водозаборе из источника).
2. РНН, удостоверение личности, банковские реквизиты.
3. Заявка на получение воды для орошения По утвержденному тарифу.
4. График подекадной подачи воды Водопользователю.
5. Журнал ежедневного учета подачи воды.
6. Копия правоустанавливающего документа на землю.

**12. Заключительные положения**

12.1. Настоящий Договор вступает в силу со дня подписания его Сторонами.

12.2. Срок действия Договора:
начало « _____ » _____ 20 ___ года
окончание « _____ » _____ 20 ___ года

**Адреса Сторон:**

| **Вододатель** | **Водопользователь** |
|---|---|
| _____ | _____ |
| _____ | _____ |
| (индекс, село, район, область) | (полное наименование) |
| _____ | _____ |
| _____ | _____ |
| (республика) | (адрес) |
| _____ | _____ |
| _____ | _____ |
| наим. банка и т. д. | (тел., факс) |
| _____ | _____ |
| _____ | _____ |
| р./счет | РНН |
| _____ | _____ |
| _____ | _____ |
| _____ | р/счет |
| должность, Ф. И. О. подписывающего | _____ |
| номер служ. телефона | |
| **Руководитель:** | **Руководитель:** |
| _____ | _____ |
| **Гл. бухгалтер:** | **Гл. бухгалтер:** |
| _____ | _____ |

Примечание. Номер Договора должен соответствовать порядковому номеру Водопользователя в перечне водопользователей, получающих субсидию, утвержденного областным департаментом (управлением) сельского хозяйства.

*Постановление*
*Правительства Республики Казахстан*

Астана, Үкімет Үйі от 17 февраля 2011 года № 146

# О внесении изменений в постановление Правительства Республики Казахстан от 5 апреля 2006 года № 248

Правительство Республики Казахстан **ПОСТАНОВЛЯЕТ:**

1. Внести в постановление Правительства Республики Казахстан от 5 апреля 2006 года № 248 «Об утверждении Правил субсидирования стоимости услуг по подаче питьевой воды из особо важных групповых и локальных систем водоснабжения, являющихся безальтернативными источниками питьевого водоснабжения» (САПП Республики Казахстан, 2006 г., № 12, ст. 113) следующие изменения:

в Правилах субсидирования стоимости услуг по подаче питьевой воды из особо важных групповых и локальных систем водоснабжения, являющихся безальтернативными источниками питьевого водоснабжения, утвержденных указанным постановлением:

в абзаце третьем пункта 2 слова «и (или) коммерческих интересов» исключить;

в пункте 5 слова «для них лимита водопотребления» заменить словами «удельного среднесуточного водопотребления на одного жителя в населенных пунктах»;

в пункте 6:

в абзаце первом:

слово «поддержанных» заменить словом «одобренных», текст на государственном языке не изменяется;

слова «в составе расходов Администратора бюджетной программы на соответствующий финансовый год» заменить словом «на соответствующие финансовые годы»;

в абзаце третьем слова «общедомовыми (едиными)» заменить словом «едиными».

2. Настоящее постановление вводится в действие со дня первого официального опубликования.

**Премьер-Министр Республики Казахстан К. МАСИМОВ**