

Об утверждении Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр

Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 28 июня 2018 года № 17131.

В соответствии с пунктом 11 статьи 121 и пунктом 3 статьи 184 Кодекса Республики Казахстан "О недрах и недропользовании" **ПРИКАЗЫВАЮ:**

Сноска. Преамбула – в редакции приказа и.о. Министра энергетики РК от 07.09.2023 № 331 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

1. Утвердить прилагаемые Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр.

2. Департаменту развития нефтяной промышленности Министерства энергетики Республики Казахстан в установленном законодательством Республики Казахстан порядке обеспечить:

1) государственную регистрацию настоящего приказа в Министерстве юстиции Республики Казахстан;

2) в течение десяти календарных дней со дня государственной регистрации настоящего приказа направление его копии в бумажном и электронном виде на казахском и русском языках в Республиканское государственное предприятие на праве хозяйственного ведения "Республиканский центр правовой информации Министерства юстиции Республики Казахстан" для официального опубликования и включения в Эталонный контрольный банк нормативных правовых актов Республики Казахстан;

3) в течение десяти календарных дней после государственной регистрации настоящего приказа направление его копии на официальное опубликование в периодические печатные издания;

4) размещение настоящего приказа на интернет-ресурсе Министерства энергетики Республики Казахстан после его официального опубликования;

5) в течение десяти рабочих дней после государственной регистрации настоящего приказа в Министерстве юстиции Республики Казахстан представление в Департамент юридической службы Министерства энергетики Республики Казахстан сведений об исполнении мероприятий, предусмотренных подпунктами 2), 3) и 4) настоящего пункта

4. Контроль за исполнением настоящего приказа возложить на курирующего вице-министра энергетики Республики Казахстан.

5. Настоящий приказ вводится в действие с 29 июня 2018 года и подлежит официальному опубликованию.

Министр энергетики
Республики Казахстан

К. Бозумбаев

"СОГЛАСОВАН"

Министр по инвестициям и развитию
Республики Казахстан

_____ Ж. Касымбек

18 июня 2018 года

"СОГЛАСОВАН"

Министр финансов
Республики Казахстан

_____ Б. Султанов

20 июня 2018 года

"СОГЛАСОВАН"

Министр национальной экономики
Республики Казахстан

_____ Т. Сулейменов

19 июня 2018 года

Утверждены
приказом Министра энергетики
Республики Казахстан
от 15 июня 2018 года № 239

Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр

РАЗДЕЛ I. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Глава 1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1. Настоящие Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр (далее – Правила) разработаны в соответствии с пунктом 11 статьи 121 и пунктом 3 статьи 184 Кодекса Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года "О недрах и недропользовании" (далее – Кодекс).

2. Настоящие Правила устанавливают требования к разведке и разработке месторождений углеводородов и разработке месторождений урана, расположенных на территории Республики Казахстан, и предназначены для использования компетентным

органом Республики Казахстан, уполномоченным органом в области углеводородов, уполномоченным органом в области урана и их территориальными органами, недропользователями (операторов, доверительных управляющих) и организациями.

По иным видам полезных ископаемых требования данных Правил не распространяются.

3. Положения настоящих Правил распространяются на всех недропользователей (операторов, управляющих компаний, доверительных управляющих) независимо от форм собственности и даты заключения контрактов на недропользование, в том числе соглашений о разделе продукции, за исключением случаев, предусмотренных настоящими Правилами.

4. Проектные документы в сфере недропользования по углеводородам и в области добычи урана, утвержденные до вступления в силу настоящих Правил, действуют до окончания срока их действия и порядок ведения разведки и разработки по этим проектам регулируется положениями настоящих Правил, за исключением глав 4, 6, 10,.

5. В Правилах используются следующие основные понятия:

1) углеводороды - нефть, сырой газ и природный битум;

2) нефть - сырая нефть, газовый конденсат, а также углеводороды, полученные после очистки сырой нефти и обработки горючих сланцев, нефтебитуминозных пород или смолистых песков;

3) залежь углеводородов - часть недр, содержащая изолированное природное скопление углеводородов в ловушке, образованной породой-коллектором и крышкой из непроницаемых пород;

4) месторождение углеводородов - залежь или совокупность залежей, относящихся к одной или нескольким ловушкам, контролируемым единым структурным элементом и расположенным на одной локальной площади, отчет по подсчету запасов которых получил положительное заключение предусмотренной Кодексом государственной экспертизы недр;

5) геологические запасы – запасы углеводородов, находящиеся в залежах;

6) запасы углеводородов – масса нефти, конденсата, а также объем газа в залежах, приведенные к стандартным (0,1 МПа и 200С) условиям;

7) опробование пласта - комплекс работ, имеющих целью вызов притока из пласта, отбор проб пластовой жидкости, оценку характера насыщенности пласта, определение основных гидродинамических параметров пласта и дебита скважин. Опробование пластов проводится как в процессе бурения скважин в открытом стволе, так и в эксплуатационной колонне;

8) испытание скважины – временная эксплуатация скважины в исследовательских целях в период разведки и доразведки участка добычи в период добычи;

9) независимые скважины – первоочередные поисковые или оценочные скважины, бурение которых проводят для выяснения основных черт строения залежи (

совокупности залежей) и их размещение намечается по данным геофизических исследований, результатам поискового бурения;

10) зависимые скважины – поисковые или оценочные скважины, целесообразность бурения и точки заложения которых определяются по результатам бурения независимых скважин или других геологических исследований, предусмотренных в проекте разведочных работ с целью уточнения геологического строения залежи;

11) Пробная эксплуатация - работы, проводимые с целью уточнения имеющейся и получения дополнительной информации о геолого-промысловых характеристиках пластов и залежей, комплексного геолого-геофизического и гидродинамического исследования скважин для составления проекта разработки месторождения. Пробная эксплуатация предусматривает временную эксплуатацию скважин и добычу углеводородов в исследовательских целях;

12) разработка (промышленная разработка) месторождения углеводородов – добыча углеводородов, проводимая в период добычи;

13) сложные проекты разведки углеводородов – проекты, к которым относятся:

морские проекты, предусматривающие разведку и (или) добычу любых углеводородов на участке (участках) недр, который (которые) полностью или частично расположен (расположены) в пределах казахстанского сектора Каспийского или Аральского моря;

газовые проекты на суше, предусматривающие разведку и (или) добычу углеводородов на участке (участках) недр, содержащем (содержащих) газовую или газоконденсатную залежь или месторождение с долей объема нефтенасыщенной части двадцать пять процентов и менее от общего объема углеводородов залежи или месторождения;

проекты на суше, предусматривающие разведку и добычу углеводородов на любом участке недр, с не менее чем одним из следующих параметров: содержащем запасы нетрадиционных углеводородов; абсолютная глубина самой верхней точки, выявленной (выявленного) залежи (месторождения) углеводородов составляет не менее 4500 метров; содержание сероводорода в обнаруженной (обнаруженном) залежи (месторождении) составляет в пластовом флюиде 3,5 и более процента; обнаруженная (обнаруженное) залежь (месторождение) характеризуется аномально высоким пластовым давлением с коэффициентом аномальности 1,5 и более, который определяется как отношение пластового давления к гидростатическому давлению с плотностью жидкости 1000 кг/м^3 в стволе скважины; обнаруженная (обнаруженное) залежь (месторождение) располагается под солевыми отложениями толщиной более 100 метров; обнаруженная залежь относится к неструктурным ловушкам;

14) базовые проектные документы в сфере недропользования по углеводородам – проект разведочных работ; проект пробной эксплуатации; проект разработки месторождения углеводородов;

15) технические проектные документы – документы, разрабатываемые на основе базовых проектных документов, включая, но, не ограничиваясь, следующими проектными документами: проект сейсмических работ; технический проект на бурение скважин; проект обустройства, проект консервации участка недр; проект ликвидации или консервации технологических объектов; проект ликвидации последствий недропользования по углеводородам;

16) подсчет запасов углеводородов - детальное изучение недр, объединяющее в себе все сведения, полученные в процессе поисков, оценки, пробной эксплуатации и промышленной разработки залежей углеводородов, по результатам которого подсчитывается количество и дается оценка качества запасов углеводородов;

17) оперативный подсчет запасов углеводородов – оценка запасов углеводородов по вновь обнаруженным залежам углеводородов на основе первичных сведений, полученных в процессе проведения поисков и оценки залежей углеводородов;

18) геологические запасы урана – запасы урана, находящиеся в залежах;

19) запасы урана, принятые к отработке – часть балансовых геологических запасов, которые могут быть извлечены из недр существующими системами и технологиями, применяемыми при разработке месторождений. По степени подготовленности к добыче запасы подразделяются на:

вскрытые – часть промышленных запасов в эксплуатационных блоках, разбуренная технологическими скважинами;

подготовленные – часть запасов из числа вскрытых, в пределах которых выполнены все объемы подготовительных работ, предусмотренные проектом отработки (бурение технологических скважин, обвязка их поверхностными и подземными коммуникациями, закисление блока);

готовые к добыче – часть запасов из числа подготовленных, из которых начата добыча металла.

20) уран - природный уран, содержащий по массе около 99,28 процента изотопа урана-238, около 0,71 процента изотопа урана-235 и около 0,01 процента изотопа урана-234";

21) опытно-промышленная добыча урана – добыча урана, проводимая на начальной стадии периода добычи с целью получения дополнительной информации о свойствах минерального сырья и типах руд, горно-геологических условиях их извлечения из недр и технологии их переработки, выбора параметров закисления и способа эксплуатации месторождения;

22) залежь урана – залежь, не имеющая четких геологических границ как в разрезе, так и в плане, контуры которой проводятся по данным опробования с учетом бортового содержания и бортового метропроцента;

23) месторождение урана – часть недр, содержащая природное скопление урановых залежей, запасы которых подсчитаны и оценены в результате проведения разведки.

Сноска. Пункт 5 с изменением, внесенным приказом Министра энергетики РК от 24.09.2024 № 337 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

РАЗДЕЛ II. РАЗВЕДКА И ДОБЫЧА УГЛЕВОДОРОДОВ

Глава 2. ТИПЫ И ВИДЫ ЗАЛЕЖЕЙ И МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

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

7. К однофазным относятся:

1) нефтяные залежи, содержащие только нефть с растворенным в ней газом;

2) газовые залежи, содержащие только природный газ, состоящий из низкомолекулярных углеводородов;

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

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

9. В зависимости от доли объема нефтенасыщенной части V_n от общего объема залежи углеводородов в целом к двухфазным залежам относятся:

- 1) нефтяные с газовой или газоконденсатной шапкой при $V_n \geq 0,75$;
- 2) газонефтяные или газоконденсатнонефтяные при $0,5 \leq V_n < 0,75$;
- 3) нефтегазовые или нефтегазоконденсатные при $0,25 < V_n < 0,50$;
- 4) газовые или газоконденсатные с нефтяной оторочкой при $V_n \leq 0,25$.

10. 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 проектом разработки месторождения углеводородов.

11. Месторождения углеводородов подразделяются, в зависимости от доли объема нефтенасыщенной части V_n в общем объеме углеводородов всех залежей месторождения, на:

- 1) нефтяные (в том числе газонефтяные) при $0,5 \leq V_n \leq 1$;
- 2) нефтегазовые (в том числе нефтегазоконденсатные) при $0,25 \leq V_n < 0,50$;
- 3) газовые или газоконденсатные при $V_n < 0,25$.

12. Допускается одновременная разработка нефтяной и газоконденсатной частей нефтегазоконденсатного месторождения с компенсацией сбалансированных отборов в виде поддержания пластового давления закачкой агента, при наличии запасов газоконденсатной части более 70% от общего объема запасов залежи.

Глава 3. ПОРЯДОК РАЗВЕДКИ УГЛЕВОДОРОДОВ

13. Разведкой углеводородов является комплекс работ, связанных с поиском и оценкой залежей углеводородов, включая их пробную эксплуатацию.

14. Разведочные работы выполняются в период разведки и подразделяются на поисковые и оценочные работы.

15. Поисковыми работами признаются работы, проводимые в целях обнаружения залежей углеводородов, определения прогнозных ресурсов, их предварительной геолого-экономической оценки и обоснования дальнейших геологоразведочных работ.

16. Поисковые работы включают:

- 1) полевые геолого-геофизические исследования;
- 2) бурение и исследование поисковых скважин;
- 3) отбор керна, проб флюидов и их лабораторные исследования.

17. Общее количество и точки заложения поисковых и/или оценочных скважин с выделением независимых и зависимых скважин обосновываются и устанавливаются в базовых проектных документах работ.

18. Проект разведочных работ, в зависимости от цели планируемых работ, может не включать бурение и/или испытание скважин.

19. При бурении поисковых, разведочных и оценочных скважин в обязательном порядке производится отбор керна в целевых горизонтах согласно проектному документу. Необходимость отбора керна в оценочных скважинах в рамках мероприятий по доизучению (доразведке на этапе добычи) и в эксплуатационных скважинах определяется недропользователем и устанавливается в проектном документе.

Сноска. Пункт 19 – в редакции приказа и.о. Министра энергетики РК от 07.09.2023 № 331 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

20. При опробовании пласта и испытании скважин каждый продуктивный пласт тестируется самостоятельно, а при обеспечении отдельного замера основных параметров при различных режимах – допускается совместное тестирование нескольких пластов одновременно. При этом получают следующие данные:

- 1) начальное пластовое давление и температуру;
- 2) возможные в условиях последующей разработки дебиты скважин и забойные давления;

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

4) средний для дренируемой части горизонта коэффициент проницаемости;

5) коэффициент проводимости горизонта;

6) коэффициент газопроводности;

7) коэффициент пьезопроводности.

21. При выделении в разрезе поисковых или оценочных скважин продуктивных пластов (объектов испытания в скважине), испытание объектов в скважине производится на срок, установленный проектом разведочных работ. Допускается испытание каждого продуктивного пласта (объекта испытания в скважине) на срок не превышающий 90 (девяносто) дней для каждого объекта испытания с проведением комплекса промыслово-геологических и гидродинамических исследований.

22. При каждом открытии новой залежи (совокупности залежей) недропользователь в течение месяца со дня такого открытия направляет в уполномоченный орган по изучению недр заявление о подтверждении обнаружения.

23. Недропользователь в течение месяца со дня подтверждения обнаружения уполномоченным органом по изучению недр обязан письменно уведомить об этом компетентный орган и начать разработку дополнения к проекту разведочных работ, предусматривающего проведение работ по оценке.

24. При проведении работ по разведке недропользователь обязан обеспечить:

1) оптимальность применяемых технологических средств при проведении разведки в соответствии с изучаемым объектом недропользования;

2) своевременное и достоверное отражение всех деталей работ, получаемых данных и результатов исследований в геологической документации.

25. Оценочными работами признаются работы, проводимые в целях оконтуривания и оценки обнаруженных залежей, подсчета запасов по промышленным категориям и оценки целесообразности их вовлечения в промышленную разработку.

26. Оценочные работы проводятся на участке (участках) недр в пределах предполагаемых контуров обнаруженной залежи (совокупности залежей), определенных в проекте разведочных работ.

Сноска. Пункт 26 – в редакции приказа и.о. Министра энергетики РК от 07.09.2023 № 331 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

27. В период разведки недропользователь имеет право на проведение пробной эксплуатации обнаруженной залежи (совокупности залежей) в соответствии с утвержденным недропользователем и получившим положительные заключения предусмотренных Кодексом и иными законами Республики Казахстан экспертиз проектом пробной эксплуатации.

28. Необходимость проведения пробной эксплуатации залежей углеводородов определяется недропользователем. Пробная эксплуатация может не проводиться при наличии данных, достаточных для подсчета запасов углеводородов и проектирования разработки месторождения.

29. Пробная эксплуатация проводится с целью уточнения имеющейся и получения дополнительной информации о геолого-промысловых характеристиках пластов и залежей, комплексного геолого-геофизического и гидродинамического исследования скважин и составления проекта разработки месторождения углеводородов.

30. Пробная эксплуатация предусматривает временную эксплуатацию скважин и добычу углеводородов в исследовательских целях для определения параметров, необходимых при проектировании системы разработки.

31. Для проведения пробной эксплуатации недропользователь обязан выполнить оперативный подсчет запасов углеводородов и получить положительное заключение государственной экспертизы недр.

32. Пробная эксплуатация залежи (совокупности залежей) углеводородов проводится в соответствии с проектом пробной эксплуатации, утвержденным недропользователем и получившем положительные заключения предусмотренных Кодексом и иными законами Республики Казахстан экспертиз.

33. В зависимости от доли объема нефтенасыщенной части от общего объема залежи углеводородов, предусмотренных в пункте 9 настоящих Правил, проект пробной эксплуатации разделяется на:

- 1) проект пробной эксплуатации нефтяных и газонефтяных залежей;
- 2) проект пробной эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных залежей.

34. При проведении пробной эксплуатации залежи (совокупности залежей) углеводородов, при необходимости, предусматривается бурение и эксплуатация опережающих добывающих и нагнетательных скважин на участках залежей с запасами, подготовленными для добычи в соответствии с классификацией запасов и прогнозных ресурсов, указанных в Правилах стадийности геологоразведки, утверждаемых уполномоченным органом в области изучения недр.

35. По результатам выполненных геологоразведочных работ в период разведки составляется отчет по подсчету запасов и проводится государственная экспертиза недр.

Сноска. Пункт 35 – в редакции приказа и.о. Министра энергетики РК от 07.09.2023 № 331 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Глава 4. ПРОЕКТ РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

36. Проект разведочных работ составляется в течение одного года со дня регистрации контракта на разведку и добычу углеводородов.

37. Проект разведочных работ разрабатывается на весь период разведки.

38. Проект разведочных работ должен содержать:

1) описание видов, способов, технологий, объема и сроков выполнения работ по разведке углеводородов по каждому блоку;

2) мероприятия по обеспечению рационального использования и охраны недр;

3) информацию о сроках, условиях и стоимости выполнения работ по ликвидации последствий разведки углеводородов.

39. Проект разведочных работ должен включать весь объем и сроки выполнения работ, заявленных недропользователем в программе работ.

40. В проекте разведочных работ обосновываются:

1) объемы и значимость имеющихся исторических данных, степень изученности участка недр для проведения разведочных работ;

2) задачи разведочных работ;

3) проектируемые объемы и методика полевых геолого-геофизических исследований, количество и местоположение проектных скважин, их проектные глубины и последовательность бурения при планировании таких работ;

4) интервалы отбора керна и шлама, лабораторные исследования (стандартный и специальный анализы керна) при планировании таких работ;

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

6) комплекс геофизических исследований скважин в открытом стволе и колонне, комплекс гидродинамических исследований скважин, отбор и лабораторные исследования глубинных и поверхностных проб флюидов;

7) мероприятия по охране недр и окружающей среды при проведении разведочных работ;

8) объемы и сроки выполнения разведочных работ;

9) инвестиции и ожидаемая эффективность геолого-разведочных работ

;

10) прогнозируемый дебит нефти и газа по каждой проектной скважине при опробовании;

11) размер суммы обеспечения исполнения недропользователем обязательств по ликвидации последствий недропользования;

12) обоснование объемов планируемых работ с указанием участков разведки.

Сноска. Пункт 40 – в редакции приказа и.о. Министра энергетики РК от 07.09.2023 № 331 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

41. Проект разведочных работ в соответствии с планируемыми работами должен содержать требования по изучению:

1) литолого-стратиграфического разреза, положения в нем нефтегазоносных продуктивных пластов, контуров и непроницаемых разделов, основные закономерности в условиях залегания продуктивных пластов;

2) гидрогеологической характеристики разреза месторождения с выделением водонапорных систем и описанием физико-химических свойств вод всех испытанных водоносных пластов;

3) характеристики покровных залежей, их вещественный состав и свойства;

4) термобарических закономерностей в разрезе месторождения;

5) положения межфлюидных контактов;

6) литологические свойства пород-коллекторов;

7) фильтрационно-емкостные и продуктивные свойства пород-коллекторов, их изменчивость в объеме и по площади залежей, гидрофобность и гидрофильность пластов-коллекторов;

8) величины начальных пластовых давлений и температур;

9) физико-химические свойства нефти в пластовых условиях и изменения основных свойств нефти в зависимости от изменения давления, температуры и объема, в том числе по данным стандартной и ступенчатой сепарации, а также дифференциального разгазирования;

10) физико-химических свойств нефти в стандартных условиях, по данным отбора и исследования поверхностных проб и разгазирования проб пластовой нефти;

11) средних значений коэффициентов теплопроводности, удельного теплового сопротивления, удельной теплоемкости пород и насыщающих их флюидов, изменения вязкости от температуры, определение реологических свойств (для залежей с повышенной и высокой вязкостью нефти);

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

13) физико-химических свойств конденсата (усадка сырого конденсата, плотность, молекулярная масса, начало и конец кипения стабильного конденсата, компонентный состав и фракционный);

14) физико-химических свойств и химического состава пластовой воды.

42. Перечисленные сведения получают по данным полевых геолого-геофизических исследований, бурения скважин, геофизических исследований и опробования пластов в скважинах, литологического изучения пород, лабораторного исследования свойств углеводородов и керна, испытания скважин (объектов в скважине) и иной информации, обобщенной за весь период разведочных работ.

43. В случае необходимости проведения оценки обнаруженной залежи (совокупности залежей), такие работы предусматриваются в дополнении к проекту разведочных работ.

44. Проект разведочных работ (изменения и дополнения к нему) составляется в соответствии с требованиями по содержанию, структуре и оформлению, установленным в нормативно-технических документах, утверждаемых уполномоченным органом в области углеводородов.

45. Работы по разведке углеводородов осуществляются с соблюдением положений проекта разведочных работ и требований настоящих Правил.

Глава 5. АВТОРСКИЙ НАДЗОР ЗА РЕАЛИЗАЦИЕЙ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ ПРИ РАЗВЕДКЕ УГЛЕВОДОРОДОВ

46. Исключен приказом Министра энергетики РК от 20.02.2024 № 74 (вводится в действие с 28.02.2024).

47. Исключен приказом Министра энергетики РК от 20.02.2024 № 74 (вводится в действие с 28.02.2024).

48. Авторский надзор за реализацией проектных решений при разведке углеводородов ведет привлекаемая проектная организация, составившая проект разведочных работ.

49. В случае необходимости замены ранее привлеченной недропользователем проектной организации на иную при проведении авторского надзора такая замена допускается с согласия автора проектного документа.

50. Корректировка проектных показателей осуществляется в рамках авторского надзора за реализацией проектных решений при разведке углеводородов в следующих случаях:

- 1) изменения графика бурения без уменьшения количества независимых проектируемых скважин, предусмотренного в базовом проектном документе;
- 2) корректировки местоположения проектируемых скважин;
- 3) изменения видов и объемов исследовательских работ;
- 4) корректировки объектов испытания и их количества в пробуренных и проектируемых поисковых и оценочных скважинах.

Сноска. Пункт 50 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 20.02.2024 № 74 (вводится в действие с 28.02.2024).

51. Корректировка проектных показателей при авторском надзоре оформляется совместным протоколом между недропользователем и автором проекта.

52. При составлении отчета по авторскому надзору используется информация, полученная при проведении работ, а результаты оформляются в виде информационного отчета.

Сноска. Пункт 52 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 20.02.2024 № 74 (вводится в действие с 28.02.2024).

53. В информационном отчете по авторскому надзору отражаются следующие положения:

1) соответствие фактически достигнутых значений технологических параметров проектным значениям;

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

3) рекомендации по достижению проектных решений и устранению недостатков, выявленных при проведении разведочных работ.

54. Отчет по авторскому надзору составляется в соответствии с нормативно-технической документацией по составлению авторских надзоров за реализацией базовых проектных документов, разрабатываемой и утверждаемой уполномоченным органом в области углеводородов.

Сноска. Пункт 54 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 20.02.2024 № 74 (вводится в действие с 28.02.2024).

55. Отчет по авторскому надзору за реализацией проектных решений при разведке углеводородов не подлежит государственной экспертизе базовых проектных документов и направляется недропользователем в уполномоченный орган в области углеводородов в уведомительном порядке в электронном виде.

Сноска. Пункт 55 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 20.02.2024 № 74 (вводится в действие с 28.02.2024).

Глава 6. ПРОЕКТ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЗАЛЕЖИ (СОВОКУПНОСТИ ЗАЛЕЖЕЙ)

56. Проект пробной эксплуатации разрабатывается на основе отчета по оперативному подсчету запасов углеводородов.

Сноска. Пункт 56 – в редакции приказа и.о. Министра энергетики РК от 07.09.2023 № 331 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

57. Проект пробной эксплуатации составляется в течение трех месяцев со дня принятия недропользователем решения о необходимости ее проведения.

58. В зависимости от фазового состояния углеводородов проект пробной эксплуатации залежи (совокупности залежей) подразделяется на:

1) проект пробной эксплуатации нефтяных и газонефтяных залежей;

2) проект пробной эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных залежей.

59. Ввод в пробную эксплуатацию залежи (совокупности залежей) допускается, если:

1) утвержден проект пробной эксплуатации и получены положительные заключения, предусмотренные Кодексом и иными законами Республики Казахстан экспертиз;

2) утвержден отчет по оперативному подсчету запасов углеводородов с контурами обнаруженной залежи (совокупности залежей) и получено положительное заключение государственной экспертизы недр;

3) определены контуры обнаруженной залежи в целях пробной эксплуатации залежи;

4) при наличии нефтяной оторочки в газовых и газоконденсатных залежах, выполнена и обоснована оценка ее промышленного значения и характера связи с газовой частью залежи;

5) при наличии в газовых и газоконденсатных залежах нефтяной оторочки промышленного значения решен вопрос о порядке разработки газовой и нефтяной частей залежи;

6) проект пробной эксплуатации предусматривает установку необходимых промысловых сооружений;

7) урегулированы вопросы транспортировки и/или реализации газа (для газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных залежей);

8) при наличии в газе сероводорода и сероорганики в количествах, превышающих 10 ppm, введены необходимые очистные установки.

60. Проект пробной эксплуатации должен содержать описание видов, методов, способов и технологий пробной эксплуатации, а также предполагаемые объемы добычи углеводородов в течение пробной эксплуатации. В проекте пробной эксплуатации должны также приводиться:

1) цели, задачи и сроки пробной эксплуатации;

2) виды, объемы и сроки рекомендуемого комплекса геолого-геофизических и гидродинамических исследований скважин, лабораторного изучения керна и пластовых флюидов, отбор керна, глубинных, поверхностных проб нефти, газа и воды;

3) специальная программа режимных исследований с целью установления технологически обоснованных условий работы скважин: по нефтяным скважинам при забойных давлениях выше и ниже давления насыщения, а по газоконденсатным скважинам - при забойных давлениях выше и ниже давления начала конденсации; по газовому фактору и конденсатно-газового фактору, обводненности и другим параметрам, а также для оценки допустимых депрессии без разрушения скелета породы ;

4) количество и номера ранее пробуренных поисковых и оценочных скважин и количество и номера скважин, которые будут принимать участие в пробной эксплуатации;

5) количество и местоположение проектных опережающих добывающих и нагнетательных, а также проектных оценочных скважин, расстояние между ними, интервалы отбора керна и их лабораторные исследования;

6) предполагаемые объемы добычи углеводородов, объемы закачки рабочего агента ; способы эксплуатации скважин, устьевое и внутрискважинное оборудования;

7) требования и рекомендации к системе сбора и промышленной подготовки продукции скважин, утилизации и (или) переработке сырого газа, к определению коэффициента приемистости нагнетательных скважин;

8) для газовых и газоконденсатных залежей, технико-экономические показатели и критерии оценки эффективности рекомендуемого варианта разработки на период добычи;

9) мероприятия по доразведке залежи (совокупности залежей) углеводородов;

10) расчет суммы обеспечения по исполнению обязательств недропользователя по ликвидации последствий разведки.

Сноска. Пункт 60 – в редакции приказа и.о. Министра энергетики РК от 07.09.2023 № 331 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

61. Началом пробной эксплуатации считается дата начала реализации утвержденного проекта пробной эксплуатации и получившего положительное заключение государственной экспертизы базовых проектных документов в сфере недропользования по углеводородам.

62. Получаемая в периоды испытания скважин и пробной эксплуатации залежи углеводородное сырье является добытым при разведке. При этом для целей подсчета запасов учет добычи углеводородного сырья должен вестись с начала разведки.

63. Добыча должна проводиться методами и способами, исключающими потери углеводородов, не предусмотренные базовым проектным документом, в соответствии с положительной практикой пользования недрами.

64. При проведении добычи углеводородов недропользователь обеспечивает:

1) оптимальность и безопасность применяемых технических средств;

2) охрану месторождения углеводородов от проявлений опасных техногенных процессов, приводящих к осложнению;

3) достоверный учет добытых и оставляемых в недрах запасов углеводородов;

4) извлечение углеводородов в порядке, предусмотренном проектом пробной эксплуатации.

65. Годовые объемы добычи при реализации проекта пробной эксплуатации не регулируются и могут изменяться в зависимости от фактических результатов пробной эксплуатации скважин, при условии соблюдения режимов эксплуатации скважин, установленных проектом пробной эксплуатации или авторским надзором к нему.

66. Технологические решения на период пробной эксплуатации должны приниматься с учетом задач доразведки и стратегии освоения объекта разработки.

67. Проект пробной эксплуатации (изменения и дополнения к нему) залежи (совокупности залежей) составляется в соответствии с требованиями по содержанию, структуре и оформлению, установленным в нормативно-технических документах, утверждаемых уполномоченным органом в области углеводородов.

68. Запрещается проведение работ по пробной эксплуатации, не указанных в утвержденном недропользователем и получившем положительные заключения предусмотренных Кодексом и иными законами Республики Казахстан экспертиз проекте пробной эксплуатации, а также при отсутствии такого проекта пробной эксплуатации.

69. Пробная эксплуатация осуществляется с соблюдением положений проекта пробной эксплуатации и требований настоящих Правил.

Глава 7. АВТОРСКИЙ НАДЗОР ЗА РЕАЛИЗАЦИЕЙ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ ПРИ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЗАЛЕЖИ (СОВОКУПНОСТИ ЗАЛЕЖЕЙ)

70. Исключен приказом Министра энергетики РК от 20.02.2024 № 74 (вводится в действие с 28.02.2024).

71. Авторский надзор за реализацией проектных решений при пробной эксплуатации ведет привлекаемая проектная организация, составившая проект пробной эксплуатации.

Сноска. Пункт 71 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 20.02.2024 № 74 (вводится в действие с 28.02.2024).

72. Корректировка проектных показателей осуществляется в рамках авторского надзора за реализацией проектных решений при проведении пробной эксплуатации залежи (совокупности залежей) в следующих случаях:

- 1) изменения графика бурения без уменьшения количества проектируемых скважин, предусмотренного в базовом проектном документе;
- 2) корректировки местоположения проектируемых скважин;
- 3) корректировки режимов эксплуатации скважин;
- 4) изменения вида и объемов исследовательских работ;
- 5) корректировки объектов испытания и их количества в пробуренных и проектируемых оценочных и опережающих добывающих скважинах.

Сноска. Пункт 72 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 20.02.2024 № 74 (вводится в действие с 28.02.2024).

73. Корректировка проектных показателей оформляется совместным протоколом между недропользователем и автором проекта.

74. При составлении отчета по авторскому надзору используется информация, полученная при проведении работ по пробной эксплуатации, а результаты оформляются в виде информационного отчета.

Сноска. Пункт 74 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 20.02.2024 № 74 (вводится в действие с 28.02.2024).

75. В отчете по авторскому надзору за реализацией проекта пробной эксплуатации отражаются следующие положения:

1) соответствие фактически достигнутых значений технологических параметров проектным значениям;

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

3) рекомендации по достижению проектных решений и устранению недостатков, выявленных при проведении пробной эксплуатации.

Сноска. Пункт 75 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 20.02.2024 № 74 (вводится в действие с 28.02.2024).

76. Авторский надзор выполняется в соответствии с нормативно-технической документацией по составлению авторских надзоров за реализацией базовых проектных документов, разрабатываемой и утверждаемой уполномоченным органом в области углеводородов.

77. Отчет по авторскому надзору за реализацией проектных решений при пробной эксплуатации не подлежит государственной экспертизе базовых проектных документов и направляется недропользователем в уполномоченный орган в области углеводородов в уведомительном порядке в электронном виде.

Сноска. Пункт 77 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 20.02.2024 № 74 (вводится в действие с 28.02.2024).

Глава 8. ПОДСЧЕТ (ОПЕРАТИВНЫЙ ПОДСЧЕТ) ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ

78. Исключен приказом и.о. Министра энергетики РК от 07.09.2023 № 331 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

79. Подсчет (оперативный подсчет) запасов углеводородов составляется в соответствии с нормативно-техническим документом, утверждаемым уполномоченным органом по изучению недр.

80. Организация деятельности ГКЗ РК, ее состав, регламент работы и ведение делопроизводства определяются положением о государственной комиссии по запасам полезных ископаемых Республики Казахстан, утверждаемым уполномоченным органом по изучению недр.

Глава 9. ПОРЯДОК РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

81. Ввод месторождений углеводородов в разработку допускается если:

1) проведены разведочные работы;

2) построены статические геологические модели залежей углеводородного сырья для месторождений с извлекаемыми запасами до 3 миллионов тонн нефти и 3 миллиардов кубических метров сырого газа;

3) по истечении 5 лет реализации утвержденного в установленном порядке базового проектного документа на разработку, построены статические геологические модели залежей и цифровые геолого-гидродинамические модели залежей углеводородного сырья для месторождений более 3 миллионов тонн нефти или 3 миллиардов кубических метров сырого газа;

4) проведена пробная эксплуатация (при необходимости);

5) составлен отчет по подсчету запасов углеводородов и получено положительное заключение государственной экспертизы недр;

6) определены пространственные границы участка добычи;

7) составлен проект разработки месторождения углеводородов и получены положительные заключения, предусмотренные Кодексом и иными законами Республики Казахстан экспертиз;

8) выполнено обустройство месторождения;

9) решены все вопросы сероочистки или экологически безопасного использования газов, содержащих сероводород и сероорганику, а также определение целесообразности и направления использования этана, пропан-бутана, двуокиси углерода, гелия и других компонентов газа в случае их промышленного содержания к началу ввода в разработку месторождений;

10) обоснована целесообразность ввода газоконденсатного месторождения в промышленную разработку без поддержания пластового давления;

11) утверждена программа развития переработки сырого газа для месторождений углеводородов;

12) утверждены и получены положительные заключения предусмотренных Кодексом и иными законами Республики Казахстан экспертиз технического проектного документа.

Сноска. Пункт 81 – в редакции приказа и.о. Министра энергетики РК от 07.09.2023 № 331 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

82. Ввод в разработку нефтяных месторождений (залежей) без утилизации попутного газа, а газовых месторождений - без переработки (утилизации) добываемого газа не допускается.

Запрещается добыча углеводородов без переработки всего объема добываемого сырого газа, за исключением случаев предусмотренных в пункте 4 статьи 147 Кодекса.

83. Добыча должна проводиться методами и способами, исключающими потери углеводородов, не предусмотренные базовым проектным документом, в соответствии с положительной практикой пользования недрами.

84. При проведении добычи углеводородов недропользователь обеспечивает:

1) оптимальность и безопасность применяемых технических средств добычи;

2) охрану месторождения углеводородов от проявлений опасных техногенных процессов, приводящих к осложнению при их добыче, снижению экономической эффективности добычи углеводородов;

3) достоверный учет добытых и оставляемых в недрах запасов углеводородов, продуктов их переработки и отходов производства, образующихся при добыче;

4) соблюдение норм и стандартов, применяемых методов и способов добычи;

5) выполнение экологических и санитарно-эпидемиологических требований при складировании и размещении отходов добычи и продуктов переработки углеводородов ;

6) извлечение углеводородов в порядке, предусмотренном проектом разработки месторождения.

85. После разбуривания месторождения в рамках проекта разработки, дополнений и /или изменений к нему или существенном изменении представления о геологическом строении и/или геологических запасов, на основании полученных новых данных выполняется пересчет запасов и составляется новый проектный документ или дополнение к проекту разработки.

Сноска. Пункт 85 – в редакции приказа и.о. Министра энергетики РК от 07.09.2023 № 331 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

86. Пространственные границы участка (участков) добычи углеводородов (за исключением верхней границы) при закреплении участка (участков) добычи после завершения периода разведки по контракту на разведку и добычу углеводородов определяются в соответствии с утвержденным недропользователем и получившим положительное заключение государственной экспертизы недр отчетом по подсчету запасов.

87. Разработка месторождения углеводородов, проводится в соответствии с проектом разработки месторождения углеводородов и изменений и дополнений к нему или анализом разработки месторождения.

88. Проект разработки месторождения углеводородов базируется на результатах разведочных работ и подсчета запасов углеводородов.

89. Если по результатам технико-экономических расчетов прогнозируется изменение конечных коэффициентов извлечения, конечные коэффициенты извлечения переутверждаются ГКЗ РК.

90. Для месторождений, содержащих газовые и нефтяные залежи, может составляться единый проект разработки или, в случае целесообразности, отдельные проекты разработки для различных типов залежей, указанных в пункте 9 настоящих Правил.

91. В период добычи углеводородов допускается проведение доизучения (доразведки) участка добычи с целью уточнения геологического строения и запасов месторождения углеводородов.

92. В случае проведения доразведки участка добычи, в рамках которой обнаружена новая залежь или участки залежи, допускается проведение испытания выявленных продуктивных пластов, на условиях, предусмотренных при испытании объектов в скважине при разведке углеводородов.

93. Работы по доразведке проводятся в соответствии с проектом разработки месторождения углеводородов. В случае, если при этом недропользователем на участке добычи обнаружена новая залежь, ее разработка производится в соответствии с дополнением к проекту разработки месторождения после подсчета запасов и утверждения их в установленном порядке.

94. Для промышленной разработки месторождений углеводородов составляются также технические проектные документы, которые основываются на проекте разработки месторождения.

95. Изменения и (или) дополнения, вносимые в проект разработки месторождения, затрагивающие параметры составленных на их основе технических проектных документов, влекут необходимость внесения изменений и (или) дополнений в соответствующие технические проектные документы.

96. Технический проект по обустройству месторождения, согласно Кодексу составляется на основе проекта пробной эксплуатации, проекта разработки месторождения или анализа разработки месторождения в соответствии с требованиями соответствующего уполномоченного органа в области строительства.

97. Обустройство месторождения предусматривает строительство промысловых и иных объектов, необходимых для добычи, подготовки, хранения и транспортировки углеводородов от места добычи и хранения до места перевалки в магистральный трубопровод и (или) на другой вид транспорта.

98. При проектировании и строительстве объектов обустройства месторождения углеводородов должны соблюдаться меры по безопасному функционированию этих объектов, локализации и минимизации последствий возможных аварийных ситуаций.

99. Запрещается проведение работ по добыче углеводородов, не указанных в утвержденном недропользователем и получившем положительные заключения предусмотренных Кодексом и иными законами Республики Казахстан экспертиз проекте разработки месторождения, а также при отсутствии такого проекта.

Положение части первой настоящего пункта не распространяется на операции по добыче углеводородов, осуществляемые в процессе пробной эксплуатации.

Глава 10. ПРОЕКТ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ

100. В зависимости от фазового состояния углеводородов проект разработки месторождения подразделяется на:

- 1) проект разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений;
- 2) проект разработки газовых и газоконденсатных месторождений.

101. Проект разработки месторождения углеводородов включает:

- 1) геолого-физическую характеристику месторождения;
- 2) геолого-промысловую и технологическую основу для проектирования, включая гидродинамическую модель, либо аналитическую модель или модель материального баланса;
- 3) технологические показатели вариантов разработки;
- 4) технико-экономический анализ проектных решений;
- 5) технику и технологию добычи углеводородов;
- 6) базовые требования к конструкциям скважин, методам вскрытия пластов и освоения скважин;
- 7) комплекс исследований за разработкой пластов и состоянием скважин;
- 8) мероприятия по доизучению (доразведке) месторождения;
- 9) обоснование целесообразности ввода газоконденсатного месторождения в промышленную разработку без поддержания пластового давления;
- 10) раздел по переработке (утилизации) сырого газа.

102. Проект разработки месторождения составляется на весь период рентабельной добычи углеводородов на таком месторождении.

103. Проект разработки месторождения должен содержать описание видов, способов, технологий, объема и сроков проведения промышленной разработки месторождения.

104. Проектирование разработки месторождений углеводородов базируется на результатах разведочных работ и запасов, подсчитанных в соответствии с установленным порядком и получившим положительное заключение государственной экспертизы недр по отчету по подсчету запасов.

105. По данным специальных режимных исследований скважин, проведенных в период пробной эксплуатации залежей, должна быть определена степень (зависимость) уменьшения коэффициента продуктивности по нефти и по конденсату от снижения забойных давлений ниже давления насыщения и давления начала конденсации соответственно. Степень (зависимость) уменьшения коэффициента продуктивности по нефти и по конденсату от снижения забойных давлений ниже давления насыщения и давления начала конденсации соответственно может быть определена по данным специальных режимных исследований скважин, проведенных в период испытания поисковых и оценочных скважин.

Сноска. Пункт 105 – в редакции приказа и.о. Министра энергетики РК от 07.09.2023 № 331 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

106. Выбор рациональной системы разработки месторождения углеводородов осуществляется путем рассмотрения различных вариантов по технологии разработки и другим параметрам и технико-экономической оценки этих вариантов.

107. В проекте разработки месторождения углеводородов обосновываются:

- 1) выделение эксплуатационных объектов;
- 2) способы и режимы эксплуатации скважин;
- 3) системы размещения и плотности сетки скважин;
- 4) виды воздействия на пласт;
- 5) забойные давления добывающих и нагнетательных скважин;
- 6) выбор агента для закачки в пласт;

7) необходимость переработки (утилизаций) сырого газа на нефтяных месторождениях и переработка пластового газа до товарной кондиции на газовых/газоконденсатных;

8) соотношение действующих добывающих и нагнетательных скважин по каждому эксплуатационному объекту;

9) коэффициент компенсации по залежам;

10) отношение пластового и забойного давления к давлению насыщения или давлению конденсации;

11) отношение пластового давления к забойному давлению;

12) максимально допустимая величина газового фактора по скважинам;

13) объемы добычи углеводородов;

14) объемы обратной закачки рабочего агента для повышения пластового давления;

15) показатели ввода эксплуатационных скважин.

При проектировании проекта разработки месторождения и изменений и/или дополнений к нему или анализа разработки необходимо обосновать диапазоны или предельно допустимые значения показателей, указанных в подпунктах 10) - 15) настоящего пункта.

Сноска. Пункт 107 – в редакции приказа и.о. Министра энергетики РК от 07.09.2023 № 331 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

108. Выделение на месторождениях 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.

109. В единые объекты эксплуатации объединяются продуктивные пласты или горизонты, имеющие один этаж нефтеносности, с близкими физико-химическими

свойствами нефти, коллекторскими свойствами, режимами работы залежей, величинами пластовых давлений.

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

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

112. Первый тип режимов включает в себя естественный водонапорный режим, при котором вода из законтурной водоносной области поступает в пределы нефтяной или газовой залежи и вытесняет нефть или газ, а также в разных соотношениях: упругий и газонапорный режимы, упруговодонапорный, режим растворенного газа и т.д.

113. Не допускается необоснованный проектным документом выпуск газа из газовой шапки и разгазирование нефти в пластовых условиях, приводящие к снижению коэффициента извлечения основной продукции (жидких углеводородов).

Сноска. Пункт 113 – в редакции приказа и.о. Министра энергетики РК от 07.09.2023 № 331 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

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

115. В качестве вытесняющего агента применяются:

1) вода из различных природных источников и попутная промысловая вода после ее подготовки до требуемого качества, исходя из результатов лабораторных исследований по химическому составу вод, расчетной и опытной совместимости различных вод между собой и на керне, определения коэффициента вытеснения нефти в пластовых условиях;

2) вода, обработанная различными химическими реагентами, горячая вода, пар, и другие энергоносители обычно в виде оторочек, вытесняемых водой, исходя из результатов лабораторных исследований по определению глинистой составляющей породы, коэффициента вытеснения нефти в пластовых условиях;

3) углеводородный газ и другие газы (обычно при разработке газовых и газоконденсатных месторождений), исходя из результатов лабораторных исследований по определению состава и свойств газа, его растворимости в нефти, коэффициента вытеснения нефти в пластовых условиях.

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

117. 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.

118. Резервные скважины размещаются на площади объекта в процессе разбуривания по мере детализации строения пласта для достижения проектного коэффициента извлечения углеводородов.

119. 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, а также для оценки выработки запасов.

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

- 1) удельные запасы нефти на единицу площади;
- 2) свойства пластового флюида (нефти и газоконденсатной смеси);
- 3) характер и степень неоднородности продуктивных пластов;
- 4) фильтрационные свойства пород-коллекторов.

121. Рациональная плотность сетки скважин определяется путем анализа технико-экономических показателей по нескольким вариантам разработки, полученным на основе гидродинамических расчетов. Рациональной считается такая плотность сетки и соответственно такое общее количество скважин, при которых достигается максимум экономического эффекта при возможно более полном извлечении запасов углеводородов.

122. На месторождениях с двумя и более объектами системы размещения добывающих и нагнетательных скважин должны увязываться между собой таким образом, чтобы создать оптимальные условия перевода скважин с объекта на объект и общего поверхностного обустройства месторождения.

123. Характер размещения нагнетательных скважин при закачке воды и других агентов определяет вид системы заводнения, а в более общем случае вид воздействия на пласт, которые применяются:

1) при равномерном распределении нагнетательных скважин по всей площади объекта формируются пятиточечная, обращенные семиточечная и девятиточечная или другая система площадного внутриконтурного воздействия на пласт;

2) при неравномерном распределении нагнетательных скважин по площади объекта формируется избирательная система внутриконтурного воздействия;

3) при размещении нагнетательных скважин рядами в законтурной области или вдоль контура нефтегазоносности формируется законтурное или приконтурное воздействие (заводнение);

4) при размещении нагнетательных скважин рядами внутри контура нефтеносности формируются рядные (блоковые), барьерные и другие виды рядного внутриконтурного

заходнения с разрезанием залежи на полосы (блоки), в пределах которых размещаются от одного до пяти рядов добывающих скважин;

5) в отдельных случаях рядные (блоковые) системы внутри контурного воздействия дополняются очаговым и/или сочетаются с законтурным (приконтурным).

124. Размещение нагнетательных скважин и вид воздействия в целом определяются особенностями геологического строения объекта, свойствами пластовых флюидов и другими геолого-физическими факторами.

125. Забойное давление добывающих скважин определяется, исходя из максимума общего дебита на проектную скважину (добывающие и нагнетательные), с учетом снижения коэффициента продуктивности по нефти при снижении забойного давления ниже давления насыщения и снижения коэффициента продуктивности по конденсату при снижении забойного давления ниже давления начала конденсации согласно данным специальных исследований скважин, проведенных в период пробной эксплуатации в соответствии с настоящими Правилами. Зависимость уменьшения коэффициента продуктивности от уровня снижения забойного давления относительно давления насыщения устанавливается по результатам гидродинамических исследований методом установившихся отборов на этапе пробной эксплуатации/начала промышленной разработки. При этих исследованиях должно быть предусмотрено не менее трех режимов с забойными давлениями ниже давления насыщения с обязательным замером дебитов нефти и газового фактора.

126. В проектом документе по разработке нефтяных и нефтегазовых месторождений (залежей) должно приводиться обоснование забойного давления относительно давления насыщения нефти газом на основе данных специальных режимных исследований скважин. В противном случае, эксплуатация скважин с забойным давлением ниже давления насыщения не допускается.

Сноска. Пункт 126 – в редакции приказа и.о. Министра энергетики РК от 07.09.2023 № 331 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

127. При отсутствии соответствующих исследований для обоснования забойного давления в проектом документе должна быть разработана "Экспериментальная программа исследовательских работ по определению рационального забойного давления в добывающих скважинах данного месторождения", выполнение которой должна контролироваться авторским надзором. До реализации и получения результатов данной программы, забойное давление следует поддерживать не ниже текущего давления насыщения.

128. Не допускается эксплуатация добывающих скважин с забойными давлениями ниже предусмотренных в проекте разработки месторождения, дополнений к нему и в анализе разработки месторождения.

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

130. При наличии в газовой или газоконденсатной залежи, намечаемой к вводу в разработку, нефтяной оторочки промышленного значения, определяется последовательность или одновременность эксплуатации газовой и нефтяной частей, исходя из характера их возможной взаимосвязи.

131. При проектировании разработки газоконденсатных месторождений с низким содержанием конденсата (менее 5 г/м^3) необходимо определить целесообразность его утилизации на промысле.

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

133. В проекте разработки месторождений углеводородов на основе газогидродинамических, термодинамических и технико-экономических расчетов определяется динамика основных технологических и экономических показателей: годовая добыча углеводородов и попутнодобываемых воды, газа и других агентов закачки, содержание их в продукции, фонд скважин по категориям, в том числе новых скважин из бурения, объем закачки агентов, накопленные величины указанных показателей, капитальные и текущие экономические затраты и другие.

134. В проекте разработки месторождения углеводородов рассматриваются не менее трех вариантов разработки месторождения в том числе с вариантом, учитывающим применение новых технологий по повышению нефтеотдачи.

135. Базовым вариантом является вариант разработки на режиме истощения пластовой энергии для первоначального проектного документа или реализуемый вариант утвержденного проекта.

136. Для первоначального проектного документа второй вариант должен предусматривать систему поддержания пластового давления.

137. В случае если базовый вариант предусматривает реализацию ранее утвержденного проекта, то второй вариант должен предусматривать оптимизацию и совершенствование существующей системы разработки.

138. Третий вариант и последующие варианты предусматривают применение новых технологий, направленных на повышение коэффициента извлечения углеводородов. Внедрение новых технологий может предусматриваться в масштабе всего месторождения или его отдельного участка в рамках опытно-промышленного испытания.

139. Рекомендуемый для реализации вариант разработки месторождения выбирается на основе технико-экономического анализа показателей различных вариантов разработки месторождения, отличающихся по технологии, количеству скважин и другим параметрам системы разработки месторождения.

140. При необходимости в проектах разработки (дополнений к нему) предусматривается проведение опытно-промышленного испытания, которая предусматривает ввод в эксплуатацию небольших участков крупных залежей на промышленно разрабатываемых месторождениях.

141. Опытно-промышленное испытание проводится для испытания новых или ранее известных технологий, но требующих апробации в геолого-физических условиях рассматриваемого месторождения в соответствии с утвержденным в установленном порядке проектом разработки месторождения или дополнением к нему.

142. Перед разработкой проектных решений по опытно-промышленному испытанию проводятся комплексные лабораторные исследования для оценки целесообразности предлагаемой новой или ранее известной технологии. Внедрение новой технологии осуществляется при обязательном научном сопровождении с оценкой ее эффективности.

143. В проекте разработки месторождения (дополнении к нему) для опытно-промышленного испытания обосновываются:

- 1) выбор представительного участка залежи для проведения работ;
- 2) количество и расположение добывающих и нагнетательных скважин;
- 3) технология опытно-промышленного испытания;
- 4) потребность в специальных оборудовании и агентах воздействия на пласт;
- 5) комплекс исследований по контролю процесса разработки и получения дополнительных данных о геолого-физических свойствах объекта;
- 6) продолжительность опытно-промышленного испытания, необходимая для оценки эффективности апробируемой технологии;
- 7) уровни добычи нефти, газа и закачки агента воздействия на период проведения опытных работ;
- 8) основные требования к системе промыслового обустройства;
- 9) предполагаемая технологическая и экономическая эффективность опытно-промышленных работ.

144. Государственная экспертиза проекта разработки месторождения осуществляется центральной комиссией по разведке и разработке месторождений углеводородов Республики Казахстан (центральная комиссия) с привлечением независимых экспертов, обладающих специальными знаниями в области геологии и разработки и не заинтересованных в результатах экспертизы.

145. В случае необходимости изменения условий, видов и объемов работ по разработке месторождения такие изменения подлежат включению в проект разработки месторождения углеводородов посредством внесения изменений и (или) дополнений.

146. В проекте разработки месторождения углеводородов указываются условия и порядок формирования суммы обеспечения исполнения обязательств по ликвидации последствий добычи, размер отчислений и периодичность выплат.

147. Проект разработки месторождения углеводородов (изменения и дополнения к нему) разрабатывается в соответствии с нормативно-технической документацией по составлению проекта разработки месторождения углеводородов, утверждаемой уполномоченным органом в области углеводородов.

Глава 11. АВТОРСКИЙ НАДЗОР ЗА РЕАЛИЗАЦИЕЙ ПРОЕКТА РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ

148. Мониторинг исполнения проектных документов на разработку месторождения включает в себя сопровождение работы недропользователя по проектному документу в рамках авторского надзора с представлением отчета в уполномоченный орган в области углеводородов.

Сноска. Пункт 148 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 20.02.2024 № 74 (вводится в действие с 28.02.2024).

149. Корректировка проектных показателей осуществляется в рамках авторского надзора за реализацией проекта разработки месторождения углеводородов в следующих случаях:

- 1) изменения графика ввода скважин без изменения общего проектного фонда скважин, предусмотренного в базовом проектном документе;
- 2) корректировка местоположения проектируемых скважин, при наличии обоснованной необходимости;
- 3) изменения видов и объемов исследовательских работ;
- 4) корректировки объектов испытания и их количества в пробуренных и проектируемых эксплуатационных скважинах, и оценочных скважинах в рамках мероприятий по доразведке месторождения.

Сноска. Пункт 149 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 20.02.2024 № 74 (вводится в действие с 28.02.2024).

150. Корректировка проектных показателей оформляется совместным протоколом между недропользователем и автором проекта.

151. При авторском надзоре используется информация, полученная при разработке, а результаты оформляются в виде информационного отчета.

152. В авторском надзоре отражаются следующие положения:

- 1) степень реализации проектных решений и соответствие фактических технологических показателей и принятых в проекте разработки месторождений (

вскрываются причины, обусловившие расхождения, даются рекомендации, направленные на достижение проектных показателей), а также заключения о мероприятиях и предложениях недропользователей, направленных на обеспечение проектного уровня добычи нефти;

2) степень выполнения запроектированных мероприятий по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин, требований к порядку освоения и ввода нагнетательных скважин, к дифференцированному воздействию на объекты разработки, качеству воды, используемой для заводнения, к технологиям повышения извлечения углеводородов;

3) выполнение проектных мероприятий по доразведке месторождения;

4) рекомендации по корректировке местоположения скважин, изменению очередности их бурения (замены одной скважины другой), проведению новых видов исследований, дополнительному отбору керна из интервалов пласта, исследованиям пластовых флюидов, увеличению продолжительности опробования оценочных скважин, количества объектов опробования и т.п., в случаях обоснованной необходимости увеличения видов и (или) объемов работ, отсутствия каких-либо изменений представлений о геологическом строении, термобарических и гидродинамических условий и выявленных недостатков в освоении системы разработки месторождения, незначительных (менее 10%) расхождений фактических показателей разработки эксплуатационных объектов месторождения от проектных величин, без изменений и дополнений в проектный документ;

5) рекомендации по изменению проектных решений в рамках дополнения к проекту или нового проекта разработки, в случае обоснованной необходимости изменения видов, способов, технологий, объема и сроков проведения разработки месторождения;

6) рекомендации по достижению проектных решений и устранению выявленных недостатков в освоении системы разработки и (или) по проведению внеочередного анализа разработки для определения необходимости изменения отдельных проектных решений и показателей проекта разработки месторождения.

153. Анализ выполнения следующих показателей разработки месторождения:

1) плотность сетки эксплуатационных скважин;

2) соотношение действующих добывающих и нагнетательных скважин по каждому эксплуатационному объекту;

3) коэффициент компенсации по залежам;

4) отношение пластового и забойного давления к давлению насыщения или давлению конденсации;

5) отношение пластового давления к забойному давлению;

6) максимально допустимая величина газового фактора по скважинам;

7) объемы добычи углеводородов;

8) объемы обратной закачки рабочего агента для повышения пластового давления;

9) показатели ввода эксплуатационных скважин.

154. Авторский надзор выполняется в соответствии с нормативно-технической документацией по составлению авторских надзоров за реализацией базовых проектных документов, разрабатываемой и утверждаемой уполномоченным органом в области углеводородов.

155. Отчет по авторскому надзору за реализацией проектных решений при разработке месторождения углеводородов не подлежит государственной экспертизе базовых проектных документов и направляется недропользователем в уполномоченный орган в области углеводородов в уведомительном порядке в электронном виде.

Глава 12. АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ

156. 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 углеводородов и процессов, протекающих в продуктивных пластах, на предмет выявления необходимости совершенствования системы разработки месторождения.

157. В результате анализа разработки месторождения оцениваются:

1) данные о геологическом строении месторождения с оценкой изменения запасов углеводородов;

2) энергетическое состояние разрабатываемых объектов, в том числе динамика пластового давления, компенсация отбора закачкой и другие;

3) характеристики динамики добычи углеводородов, жидкости, обводненности продукции, закачки рабочего агента и другие, и соответствие их базовым проектным документам;

4) состояние фонда скважин и его соответствие проектному документу;

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

6) 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;

7) контроль режимов работы скважин, забойных давлений эксплуатационных и нагнетательных скважин;

8) другие вопросы, имеющие важное значение для конкретной залежи или объекта: изучение характера и последствий снижения температуры пластов от закачки агента; снижение фильтрационных свойств, в том числе из-за выпадения в пласте солей, парафинов, разбухания глинистых частиц, изменение пластового давления; изменение газового фактора, эффективность и целесообразность проведенного форсированного отбора жидкости, бурения скважин и другие.

158. В рамках анализа разработки допускается проектирование опытно-промышленных испытаний по внедрению новых технологий по повышению коэффициента извлечения углеводородов на отдельных участках месторождения.

159. Завершается анализ разработки выполнением расчетов технико-экономических показателей разработки месторождения, при необходимости с использованием гидродинамических моделей залежи (совокупности залежей), с учетом реализации рекомендуемых мер по регулированию процесса и сопоставлением их с проектными показателями утвержденного варианта разработки.

160. Гидродинамическая модель месторождения - комплекс картографических, графических, табличных и других материалов, отражающих на определенную дату состояние разработки объектов эксплуатации на месторождении. Гидродинамическую модель рекомендуется составить и использовать при проектировании и анализе разработки месторождений углеводородов с геологическими запасами нефти более 100 млн.т и природного газа - более 50 млрд.м³; Данная модель может обновляться недропользователем ежегодно.

161. При анализе разработки в обязательном порядке проводится пересчет суммы обеспечения исполнения обязательств недропользователя по ликвидации последствий добычи, пересчет размера отчислений и периодичность выплат.

162. В случае существенных (более десяти процентов) расхождений между фактическими и проектными показателями разработки месторождения и при наличии обоснованного вывода по результатам анализа разработки месторождения углеводородов о необходимости внесения изменений в проект разработки месторождения результаты анализа подлежат государственной экспертизе базовых проектных документов.

163. В случае вынесения центральной комиссией положительного заключения по анализу разработки месторождения углеводородов проектные решения и показатели такого анализа расцениваются в качестве проектных решений и показателей проекта разработки месторождения на период разработки, утверждения и проведения государственной экспертизы изменений и дополнений к проекту разработки месторождения, который не должен превышать три года.

164. Анализ разработки месторождения углеводородов выполняется в соответствии с нормативно-технической документацией по составлению анализа разработки месторождения, разрабатываемой и утверждаемой уполномоченным органом в области углеводородов.

Глава 13. КОНСТРУКЦИИ И БУРЕНИЕ СКВАЖИН, ВСКРЫТИЕ ПЛАСТОВ

165. Все операции по бурению скважин осуществляются в соответствии с техническим проектом на бурение скважин. Технические проекты на бурение скважин

составляются проектной организацией, имеющей лицензию на выполнение соответствующих работ.

166. Технические проекты на бурение скважин составляются в соответствии с требованиями, изложенными в нормативно-технической документации на бурение скважин, утверждаемой уполномоченным органом в области углеводородов. Не допускается проведение работ по бурению скважин без утвержденного технического проекта.

167. Не допускается проведение работ по бурению скважин без утвержденного технического проекта.

168. Проектирование бурения скважин основывается на следующих положениях:

1) бурение скважин осуществляется по групповым или индивидуальным техническим проектам на бурение скважин;

2) технический проект является основным документом, регламентирующим процесс бурения скважин;

3) в проектах предусматривается качественное вскрытие продуктивных пластов, крепление и надежность скважин, выполнение всех требований базовых проектных документов и проектных документов на разведку и добычу углеводородов;

4) при проектировании бурения скважин руководствуются действующими нормативными документами по всем основным видам работ и охране окружающей среды. Технический проект составляется на основании задания на проектирование бурения скважин, которое составляется недропользователем на основе базовых проектных документов и проектных документов на разведку и добычу углеводородов;

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

6) бурение скважин осуществляется на основе подрядных договоров между буровой организацией и недропользователем или самим недропользователем при наличии соответствующей лицензии;

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

8) допускается, без внесения изменений в технический проект по согласованию с проектной организацией, отклонение глубины по стволу скважины и длины обсадной колонны от предусмотренных в техническом проекте в пределах ± 250 м (для наклонно-направленных и горизонтальных скважин ± 300 м);

9) контроль за исполнением технического проекта осуществляют заказчик и проектная организация, составившая технический проект;

10) ответственность за реализацией проекта бурения скважины несет недропользователь и буровая организация.

169. Технические проекты на бурение скважин утверждаются недропользователем.

170. Все операции по бурению скважин проводятся в соответствии с требованиями утвержденного технического проекта на бурение скважин.

171. Способы бурения и соответствующие им бурильные трубы, долота, режим бурения, тип и рецептура бурового раствора должны соответствовать требованиям утвержденного технического проекта бурения скважин.

172. В техническом проекте бурения скважин предусматривается и обосновывается способ вскрытия бурением продуктивных отложений с различными пластовыми давлениями на разрабатываемых месторождениях.

173. Вопросы технологии бурения предварительно приводятся в базовых проектных документах и проектных документах на разведку и добычу углеводородов и детально рассматриваются в технических проектах на бурение скважин.

174. Объем запасного бурового раствора определяется в техническом проекте.

175. 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.

176. Особенности бурения 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 технических проектах на бурение скважин в соответствии с базовыми проектными документами и проектными документами на разведку и добычу углеводородов.

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

178. Конструкции скважин обеспечивают надежность, технологичность и безопасность их бурения и эксплуатации, в том числе:

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

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

3) безопасное ведение работ без аварий и осложнений на всех этапах бурения и эксплуатации скважин;

4) получение необходимой горно-геологической информации по вскрываемому разрезу;

5) охрану недр, 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;

6) максимальную унификацию по типоразмерам обсадных труб и ствола скважин;

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

8) возможность установки клапанов-отсекателей, пакерующих и других устройств.

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

180. Конструкции нагнетательных скважин под закачку горячей воды, пара и газа предварительно обосновываются в базовых проектных документах и проектных документах на разведку и добычу углеводородов, и детально в технических проектах на бурение скважин.

181. Конструкции оценочных скважин на месторождениях углеводородов с доказанной продуктивностью должны отвечать требованиям для возможного использования их при эксплуатации.

182. Конструкции и профили скважин предварительно приводятся в базовых проектных документах и проектных документах на разведку и добычу углеводородов и детально рассматриваются и обосновываются в технических проектах на бурение скважин.

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

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

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

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

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

2) качественное бурение скважины при минимальных затратах времени и средств;

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

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

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

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

187. Профили горизонтальных стволов скважин в продуктивном пласте обосновываются при проектном решении проведения пробной эксплуатации или промышленной разработке месторождения горизонтальными скважинами.

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

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

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

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

192. 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.

193. 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:

- 1) герметизации устья скважины при спущенных буровых трубах и без них;
- 2) вымыва флюида из скважины по принятой технологии;
- 3) подвески колонны буровых труб на плашках нижнего превентора после его закрытия;
- 4) срезания буровой колонны;
- 5) контроля за состоянием скважины во время глушения;
- б) расхаживания буровой колонны для предотвращения ее прихвата;
- 7) спуска или подъема части или всей буровой колонны при герметично закрытом устье.

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

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

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

197. Тип и параметры бурового раствора для вскрытия пластов в техническом проекте на бурение 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.

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

199. 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.

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

201. Качество цементирования обсадных колонн и разобщения пластов контролируется специальными геофизическими исследованиями. В случаях отсутствия цементного камня за колонной более чем 50% от высоты расчетного подъема, необходимо провести работы по восстановлению цементного камня за колонной.

202. Комплекс геофизических исследований должен обеспечить:

1) контроль и регистрацию фактических диаметров и толщины стенок обсадной колонны;

2) контроль и регистрацию фактического положения элементов технологической оснастки спущенной колонны;

3) получение данных о распределении цемента за колонной;

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

5) выявление наличия газа и жидкости в заколонном пространстве.

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

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

205. Вскрытие продуктивных пластов перфорацией является наиболее распространенным способом.

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

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

208. 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.

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

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

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

212. Опробование поисковых и (или) оценочных скважин (пластов в скважине) после спуска эксплуатационной колонны производится с целью получения информации о характере притока и является составной частью процесса бурения.

213. Освоение добывающих скважин производится с целью получения промышленных притоков углеводородов и является составной частью процесса бурения.

214. Работы по опробованию или освоению скважин начинают только при соблюдении технологических условий и обеспеченности техническими средствами и материалами, предусмотренными техническими проектами на бурение скважин.

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

216. Комплекс работ по опробованию или освоению скважин должен обеспечивать:

- 1) максимальную очистку призабойных зон пласта от промывочной жидкости;
- 2) сохранение скелета пласта в призабойной зоне;
- 3) предупреждение прорыва подошвенной воды и газа из газовой шапки;
- 4) термогидродинамические исследования по определению количественной и качественной характеристик пласта и его геофизических параметров;
- 5) предотвращение неконтролируемых газоводонефтепроявлений и открытых фонтанов;
- 6) предотвращение деформации эксплуатационной колонны;
- 7) охрану недр и окружающей среды.

217. На опробование или 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.

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

219. Исследования проб пластовой жидкости должны выполняться (после освоения) для каждой скважины, выводимой из бурения. Комплекс исследований должен предусматривать определение полного перечня параметров, в том числе, – давления насыщения, газосодержания, объемного коэффициента, вязкости, плотности пластовых флюидов, составов выделившегося газа и дегазированной нефти, построение зависимости основных параметров пластовой нефти от давления (дифференциальное или ступенчатое разгазирование).

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

221. 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.

222. Выбор способа эксплуатации, подбор, установка скважинного оборудования, а также дальнейшие работы по повышению продуктивности поисковых, оценочных или добывающих скважин и достижению намеченной приемистости нагнетательных скважин осуществляются недропользователем в соответствии с базовыми проектными документами на разведку и добычу углеводородов.

223. Бурение скважин считается законченным после выполнения всех работ, предусмотренных техническим проектом на их бурение и планом опробования или освоения.

224. Порядок передачи скважин, законченных бурением, от подрядчика заказчику определяется подрядным договором на бурение скважины, заключенным между ними.

225. По законченным бурением скважинам буровая организация представляет заказчику (недропользователю) следующие документы, оформленные актами сдачи-приемки работ:

- 1) акты о заложении скважин;
- 2) проект бурения скважин (типовой геолого-технический наряд);
- 3) акты о начале и окончании бурения скважин;
- 4) акты об измерении альтитуды устья обсадной колонны;
- 5) материалы всех геофизических исследований и заключения по ним;
- 6) расчеты обсадных колонн, их параметры, диаметр, толщину стенок, марки стали и другие необходимые характеристики для неметаллических колонн;
- 7) 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;
- 8) акты испытания всех обсадных колонн на герметичность;
- 9) планы работ по опробованию или освоению каждого объекта;
- 10) акты на перфорацию обсадной колонны с указанием интервала перфорации, способа перфорации и количества отверстий;
- 11) акты опробования или освоения каждого объекта с приложением данных исследования (дебиты, давления, продуктивность, анализы нефти, воды, газа);
- 12) меру и тип насосно-компрессорных труб с указанием оборудования, глубины установки пусковых клапанов (отверстий);
- 13) геологический журнал с описанием всего процесса бурения и освоения скважин;
- 14) описание керна;

15) паспорт скважин с данными о процессе бурения, нефтегазопрооявлениях и конструкции;

16) акты о натяжении колонны;

17) акты об оборудовании устья скважин;

18) акты о сдаче геологических документов по скважинам;

19) акт рекультивации земельного участка.

226. Технический проект на бурение скважин разрабатывается на основе положительной практики пользования недрами в соответствии с настоящими Правилами и нормативно-технической документации по составлению технического проекта на бурение скважин.

227. Изменения и (или) дополнения, вносимые в проект разведочных работ, проект пробной эксплуатации или проект разработки месторождения, затрагивающие параметры составленных на их основе технических проектов на бурение (строительство) скважин, влекут необходимость внесения изменений и (или) дополнений в соответствующие Проекты на бурение (строительство) скважин.

228. Запрещается проведение операций по недропользованию без соответствующего утвержденного недропользователем и получившего положительные заключения предусмотренных экспертиз Проекта на бурение (строительство) скважин.

229. В период разведки и разработки углеводородов скважины бурятся в соответствии с их назначением.

230. Назначение скважин может меняться в процессе разведки и промышленной разработки углеводородов на основании утвержденных решений в базовых проектных документах и проектных документах на разведку и добычу углеводородов.

231. Скважины, эксплуатация которых по тем или иным причинам экономически нецелесообразна, в установленном порядке временно выводятся из эксплуатационного фонда в консервацию в соответствии с Правилами консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов, и добычи урана, утверждаемыми уполномоченными органами в области углеводородов и добычи урана.

232. Все скважины, выполнившие свое назначение, дальнейшее использование которых в другом качестве признано нецелесообразным или невозможным, в установленном порядке подлежат ликвидации в соответствии с Правилами консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов, и добычи урана, утверждаемыми уполномоченными органами в области углеводородов и добычи урана.

Глава 14. НАЗНАЧЕНИЕ СКВАЖИН

233. В период разведки и добычи углеводородов бурятся и выделяются скважины в соответствии с их назначением.

234. Поисковые скважины проектируются и бурятся на подготовленных предыдущим бурением и геолого-физическими исследованиями перспективных структурах, площадях с целью поиска и открытия залежей углеводородов.

235. Оценочные скважины проектируются и бурятся на площадях, где установлено обнаружение месторождения с целью геологического изучения и оконтуривания залежей углеводородов, получения исходной информации для подсчета запасов углеводородов и проектирования разработки.

236. Эксплуатационно-оценочные скважины выполняют узконаправленные задачи по изучению фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, выполнению в них промыслово-исследовательских работ по определению параметров залежи.

237. Эксплуатационные скважины проектируются и бурятся при реализации пробной эксплуатации (опережающие эксплуатационные скважины) и промышленной разработке месторождения:

1) добывающие (нефтяные и газовые) - для организации системы разработки и извлечения из залежи нефти, газа, конденсата и воды;

2) нагнетательные - для проведения воздействия на залежь с целью поддержания пластового давления путем закачки воды, газа (их смеси) или других рабочих агентов вытеснения, для закачки газа или попутных полезных компонентов второй группы, выделяемых из полезных ископаемых, с целью временного хранения, а также для добычи углеводородов в период отработки.

238. Контрольные наблюдательные скважины проектируются и бурятся для осуществления систематического контроля над изменением межфлюидальных (водонефтяного, газонефтяного, газоводяного) контактов и за изменением других параметров (в том числе нефтегазоводонасыщенности пласта) в процессе разработки залежи.

239. Контрольные пьезометрические скважины проектируются и бурятся для контроля за изменением пластового давления и температуры.

240. Резервные скважины размещаются на площади объекта в процессе разбуривания по мере детализации строения пласта для достижения проектного коэффициента извлечения углеводородов.

Глава 15. ПОРЯДОК ОСВОЕНИЯ СИСТЕМЫ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ

241. Система воздействия на пласт представляет собой комплекс технических средств по обеспечению предусмотренных базовыми проектными документами и проектными документами на разведку и добычу углеводородов на разработку технологий извлечения запасов углеводородов из недр.

242. В комплекс технических средств воздействия на пласт входят: источники рабочего агента, нагнетательные скважины и соответствующее наземное оборудование.

243. Система воздействия на пласт обеспечивает:

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

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

3) 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;

4) возможность постоянного контроля за качеством и свойствами рабочего агента;

5) надежность функционирования, в первую очередь с точки зрения герметичности.

244. 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.

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

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

1) закачку рабочего агента при предусмотренном давлении нагнетания в соответствующем объеме;

2) надежное разобщение пластов и объектов разреза;

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

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

248. 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.

249. 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 кратковременного пуска их в эксплуатацию для добычи на максимально допустимых дебитах с подключением к системе сбора продукции от товарного парка.

250. 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.

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

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

2) аэрация жидкости в процессе обратной промывки скважины;

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

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

5) гидропескоструйная перфорация с последующим гидравлическим разрывом пласта;

6) обработка призабойной зоны кислотами и растворами поверхностно-активных веществ;

7) тепловая обработка призабойной зоны и другие.

252. 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.

253. 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 углеводородов из коллектора.

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

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

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

257. 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.

258. 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.

259. 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.

260. В технологическом режиме работы нагнетательных скважин указывается:

- 1) суточный объем закачки рабочего агента;
- 2) основные требования к свойствам закачиваемого агента;
- 3) давление нагнетания;
- 4) мероприятия по обеспечению установленных норм закачки.

261. Технологический режим работы нагнетательных скважин составляется геолого-технологической службой недропользователя на основе базовых проектных документов, проектных документов на разведку и добычу углеводородов и анализа разработки месторождения и утверждается его руководством.

262. При установлении норм закачки исходят из следующих основных положений:

1) 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;

2) 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 превышать ее, но не более чем на 10-20 процентов с учетом возможных потерь агента;

3) 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;

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

263. Для оценки влияния воздействия на пласт различных применяемых технологий (закачка воды, закачка газа, ПТВ и т.д.) необходим постоянный контроль за свойствами пластового флюида. Количество скважин, периодичность отборов проб и виды исследований разрабатываются в программе исследований по контролю за разработкой в базовом проектном документе.

Глава 16. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ДОБЫВАЮЩИХ И НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

264. 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.

265. Недропользователь обязан принять на баланс все ранее пробуренные скважины, находящиеся на территории участка недр, проводить по ним мониторинг в соответствии с Кодексом.

266. Фонтанный способ, при котором подъем продукции скважин с забоя на поверхность земли осуществляется за счет пластовой энергии, используется в начальный период разработки нефтяной залежи. Не запрещается эксплуатация скважин фонтанным способом на более поздних стадиях разработки.

Сноска. Пункт 266 – в редакции приказа и.о. Министра энергетики РК от 07.09.2023 № 331 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

267. 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.

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

269. В зависимости от характеристики природно-климатических условий добычи, сложившейся в организации системы эксплуатации и ремонта оборудования для извлечения жидкости на поверхность применяется специальное насосное оборудование

Сноска. Пункт 269 – в редакции приказа и.о. Министра энергетики РК от 07.09.2023 № 331 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

270. 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:

- 1) установки электровинтовых насосов;
- 2) установки диафрагменных насосов;
- 3) установки гидropоршневых насосов.

271. При эксплуатации скважин с высоковязкими жидкостями и с повышенным содержанием мехпримесей в добываемой продукции недропользователю необходимо разработать оптимальные режимы работы насосных установок в осложненных условиях и провести подбор необходимых защитных приспособлений.

272. 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:

- 1) компрессорный газлифт;
- 2) бескомпрессорный газлифт;
- 3) внутрискважинный газлифт;
- 4) непрерывный газлифт;
- 5) периодический газлифт.

273. 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.

274. 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.

275. Выбор типоразмера и глубины спуска скважинного оборудования в составе выбранного способа эксплуатации скважин должен выполняться недропользователями.

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

- 1) надежную и безаварийную работу скважин;
- 2) заданную норму отбора жидкости из скважин;
- 3) высокий коэффициент полезного действия и межремонтный период работы оборудования;
- 4) минимальные затраты по сравнению с другими способами;

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

277. 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:

1) 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;

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

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

4) 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.

278. 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.

279. 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).

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

281. 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.

282. Порядок, сроки ввода и эксплуатация нагнетательных скважин определяются в базовых проектных документах.

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

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

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

286. Не допускается эксплуатация скважин с газовым фактором, превышающим проектные значения, указанные в базовых проектных документах и проектных документах на разведку и добычу углеводородов.

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

Глава 17. ПОРЯДОК УСТАНОВЛЕНИЯ И КОНТРОЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СКВАЖИН

288. Количество, порядок ввода в эксплуатацию и усредненный оптимальный режим работы добывающих и нагнетательных скважин определяются базовыми проектными документами и проектными документами на разведку и добычу углеводородов в зависимости от принятых показателей: уровня, темпа и динамики добычи углеводородов и жидкости из пластов и закачки в них вытесняющих агентов.

289. С учетом принятых основных показателей разработки, а также ограничений и рекомендаций, предусмотренных базовыми проектными документами, проектными документами на разведку и добычу углеводородов или анализом разработки, недропользователем 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.

290. Для контроля за эксплуатацией скважин, а также учета добываемой продукции и выполняемых геолого-технических мероприятий недропользователь обязан вести и хранить на протяжении всего периода операций по недропользованию следующую первичную документацию по месторождению в электронном и бумажном формате, в том числе при его пробной эксплуатации:

1) ежедневный рапорт по учету (измерению) добытой нефти, воды, газа и газоконденсата на скважине по форме согласно приложению 1 к настоящим Правилам;

2) ежедневный и ежемесячный рапорт по учету (измерению) добытой нефти, воды, газа и газоконденсата по месторождению по форме согласно приложению 2 к настоящим Правилам.

291. Технологические режимы работы добывающих скважин составляются недропользователем ежемесячно или один раз в квартал в зависимости от стабильности условий разработки объекта. 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.

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

- 1) дебит жидкости, нефти, газоконденсата, газа, обводненность, газовый фактор;
- 2) давление на забое и устье скважины или положение динамического уровня жидкости в скважине;
- 3) диаметр штуцера, диаметр и глубина спуска насосно-компрессорных труб (для фонтанных скважин);
- 4) диаметр плунжера, число качаний (ходов), длина хода, типоразмер и глубина спуска насосов (для насосной эксплуатации);
- 5) удельный расход и рабочее давление газа, глубинные установки пусковых и рабочего клапанов (для газлифтной эксплуатации);
- 6) тип и глубина спуска пакеров, газовых якорей, дозаторов, забойных штуцеров и другие;
- 7) интервалы перфорации, открытого ствола.

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

294. Эксплуатация добывающих скважин не допускается без оборудования для индивидуального или группового замера дебита и для исследования скважин согласно базового проектного документа и проектного документа на разведку и добычу углеводородов.

295. Средства измерений, используемые в технологическом процессе для контроля режима работы скважин, соответствуют законодательству Республики Казахстан об обеспечении единства измерений.

296. Для контроля за эксплуатацией скважин необходимо проводить комплекс исследований с определением основных параметров: компонентного состава пластового флюида, вязкости, плотности, давления насыщения, газосодержания, объемного коэффициента, составов выделившегося газа и дегазированной нефти, а также зависимости газосодержания, объемного коэффициента и плотности пластового флюида от давления. График отбора глубинных проб нефти/газоконденсата из скважин должен быть составлен геолого-промысловой службой предприятия с учетом ввода в эксплуатацию новых скважин и равномерного распределения их по площади залежи. Отбор и исследования глубинных проб пластового флюида следует выполнять по каждому эксплуатационному объекту. Общее количество подлежащих

исследованию скважин составляет ежегодно не менее 5% от фонда добывающих скважин.

297. Для месторождений, разрабатываемых на морском шельфе периодичность отборов и объем исследований проводится, учитывая все факторы риска (высокое давление, температура, а также содержание сероводорода при наличии).

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

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

300. 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.

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

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

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

2) 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);

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

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

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

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

304. Не допускается эксплуатация добывающих скважин без манометров 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:

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

2) 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 для определения причин межколонного давления ;

3) 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;

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

305. 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.

306. Периодичность и объем исследовательских работ в скважинах устанавливаются недропользователями в соответствии с утвержденным комплексом промыслово-геофизических и гидродинамических исследований с учетом требований базовых проектных документов и проектных документов на разведку и добычу углеводородов.

307. 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).

308. 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.

309. 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.

310. 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.

311. 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.

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

313. 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.

314. 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).

315. 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.

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

1) полная или частичная замена скважинного оборудования из-за его износа или внезапного отказа в работе;

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

317. При капитальном ремонте скважин выполняются:

- 1) ремонтно-изоляционные работы;
- 2) переход на другие горизонты или приобщение пластов;
- 3) перевод скважин из категории в категорию по назначению;

4) 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);

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

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

7) дополнительная перфорация и торпедирование;

8) консервация, расконсервация, или ликвидация скважин.

Сноска. Пункт 317 – в редакции приказа и.о. Министра энергетики РК от 07.09.2023 № 331 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

318. Гидроразрыв пластовых залежей с маломощной крышкой допускается, если научно доказанный анализ, проведенный специализированной организацией, исключает риск разгерметизации продуктивных залежей.

Сноска. Пункт 318 – в редакции приказа и.о. Министра энергетики РК от 07.09.2023 № 331 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

319. 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 впризабойную зону добывающих скважин через высокопроницаемые участки пласта.

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

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

322. Ремонт скважин выполняется в соответствии с утвержденным руководством недропользователя (организации) планом работ и содержит наименование организации, название месторождения, стадии и проект разведки или разработки месторождения,

номер и географические координаты скважины, проектную и фактическую глубину скважины, даты начала и завершения бурения скважины, фактическую конструкцию скважины, планируемые мероприятия и сроки проведения работ, номер контракта, краткое обоснование причин проведения работ.

323. 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 эксплуатации объекта.

Глава 18. МОНИТОРИНГ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

324. Контроль за процессом разработки эксплуатационных объектов на месторождениях углеводородов осуществляется в целях оценки эффективности принятой системы разработки, получения информации, необходимой для выработки мероприятий по ее совершенствованию.

325. Недропользователь обязан обеспечивать организацию проведения мониторинга состояния недр и контроля за разработкой месторождения.

326. В обязательный комплекс промысловых исследований при разработке нефтяных и нефтегазовых месторождений входят:

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

2) замеры дебитов углеводородов и жидкости скважин на поверхности индивидуальными или передвижными замерными установками, включающими трап и мерную емкость, или на сборном пункте с помощью автоматической групповой установки;

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

4) замеры промыслового газового фактора по объектам эксплуатации;

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

6) 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;

7) глубинными расходомерами или другими способами;

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

9) построение карт текущих и суммарных отборов углеводородов и жидкости, карт изобар;

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

11) отбор и лабораторные исследования глубинных и поверхностных проб продукции скважин;

12) проведение мониторинга соответствия рабочего агента для закачки требованиям качества.

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

328. Кроме названного перечня систематических измерений, 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. Допускается разработка индивидуальных норм качества закачиваемой воды в случае, если данные нормативы обоснованы лабораторными исследованиями, в том числе на керне.

329. Исследования по контролю за разработкой эксплуатационных объектов выполняются силами недропользователей или по их заказу специализированными организациями, имеющими соответствующую лицензию на данный вид деятельности, согласно требованиям базовых проектных документов и настоящих Правил.

Сноска. Пункт 329 – в редакции приказа и.о. Министра энергетики РК от 07.09.2023 № 331 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

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

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

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

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

334. При проведении систематических исследований рекомендуется следующая периодичность каждого вида исследования:

1) замеры пластового давления выполняются:

один раз в квартал - на первых трех стадиях разработки;

один раз в полугодие - на завершающей стадии разработки;

2) замеры забойного давления - не реже одного раза в квартал в действующих добывающих и нагнетательных скважинах;

3) замеры дебитов добывающих скважин и приемистость нагнетательных скважин - еженедельно;

4) замеры обводненности скважин - еженедельно.

335. Замеры газового фактора в условиях, когда пластовое и забойное давления превышает давление насыщения, выполняются раз в год. При снижении забойного давления ниже давления насыщения замеры газового фактора производятся ежеквартально, при пластовом давлении на уровне и ниже давления насыщения замеры выполняются ежемесячно.

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

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

338. Замеры содержания в закачиваемой воде взвешенных частиц, нефтепродуктов и других примесей выполняются по мере необходимости.

339. 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).

340. 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.

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

342. Мониторинг эксплуатационных объектов при разработке газовых и газоконденсатных месторождений включает в себя:

1) систематические и контрольные измерения и определения пластовых, забойных и устьевых давлений,

2) уровней жидкости в пьезометрических скважинах,

3) положения контакта газ – вода (газ – нефть и нефть – вода при наличии нефтяной оторочки),

4) изменения дебитов и химического состава газа, конденсата, воды (нефти).

343. Все перечисленные выше исследования проводятся также при освоении скважин и перед пуском их в эксплуатацию после остановок или периода консервации.

344. На основании результатов исследований определяются и периодически уточняются:

1) режим работы залежи и ее температурный режим;

2) начальные и текущие запасы углеводородов;

3) распределение давления по залежи, объекту эксплуатации;

4) взаимодействие отдельных участков залежи;

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

6) газоотдающие интервалы с оценкой их дебитов;

7) охват запасов процессом разработки;

8) выявление возможных заколонных перетоков.

345. 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.

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

347. 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.

348. 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.

349. 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.

350. Наблюдения за разработкой осуществляются в добывающих и нагнетательных, а также используемых в этих целях наблюдательных и пьезометрических скважинах,

количество и местоположение которых определяется проектом промышленной разработки.

351. 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.

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

353. 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.

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

355. 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.

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

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

358. 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).

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

360. Учет добычи газа отражает добычу утилизированного газа, потери газа при исследованиях скважин и различных продувках, а также при аварийном

фонтанировании. Эти и другие возможные потери отражаются в балансе запасов, выполняемых недропользователями.

361. 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.

362. 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.

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

Глава 19. РЕГУЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

364. Регулирование процесса разработки заключается в целенаправленном изменении направления и скорости фильтрации пластовых флюидов, создании благоприятных условий для дренирования пластов. Регулирование осуществляется в течение всего периода разработки месторождения.

365. Путем регулирования и совершенствования разработки достигается:

- 1) обеспечение предусмотренной проектным документом динамики годовой добычи углеводородов из объекта разработки;
- 2) условия, способствующие достижению проектных коэффициентов извлечения углеводородов;
- 3) 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.

366. 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 разработки эксплуатационного объекта.

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

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

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

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

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

5) 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;

6) 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.

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

369. 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.

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

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

2) 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;

3) улучшение вскрытия и изменение интервалов перфорации пластов объекта разработки;

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

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

6) 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;

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

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

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

10) организация очагового заводнения;

11) изменение направления фильтрационных потоков и циклическое заводнение.

371. Регулирование и совершенствование запроектированной системы разработки осуществляется недропользователем по согласованию с проектной организацией, составившей проектный документ на разработку.

372. В целях регулирования или увеличения добычи нефти не допускается избирательное разбуривание и уплотнение проектной сетки наиболее продуктивной части залежи, объекта эксплуатации и участков залежи с наибольшими толщинами.

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

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

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

3) замены метода воздействия на пласт или вида заводнения;

4) значительного увеличения давления нагнетания.

374. Мероприятия по изменению системы разработки излагаются в дополнении к ранее утвержденному проектному документу или в новом проектном документе с оценкой экономической и технологической эффективности.

375. Регулирование разработки газовых и газоконденсатных объектов эксплуатации (залежей, месторождений) проводятся с целью повышения газоконденсатоотдачи. Регулирование разработки газовых и газоконденсатных объектов включает следующие мероприятия:

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

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

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

4) повышение охвата залежи вытеснением путем перевода наблюдательных и нагнетательных скважин в добывающие, если они выполнили первоначально возложенные на них задачи.

376. При разработке многопластовых объектов проводятся дополнительные мероприятия:

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

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

377. В процессе разработки газовых и газоконденсатных месторождений по согласованию с организацией, составившей проектный документ, может быть проведено приобщение к эксплуатационным объектам ранее не разрабатывавшихся пластов, горизонтов, в том числе вновь открываемых в процессе эксплуатационного разбуривания или продолжающихся разведочных работ.

378. Приобщение допускается:

1) при близких значениях текущих пластовых давлений и отсутствии перетоков между основным и приобщаемым пластами (горизонтом);

2) при близких продуктивной характеристике пластов и свойствах и составе пластового флюида с основным объектом;

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

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

379. 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.

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

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

- 1) величина пластового давления и рабочий дебит скважины;
- 2) физико-химическая и товарная характеристики газа;
- 3) физическая характеристика продуктивного горизонта и вышележащих пород (аномально высокие и аномально низкие пластовые давления);
- 4) термодинамические условия работы скважины;
- 5) условия гидратообразования в стволе скважины и газопромысловой сети;
- 6) количество пластов, эксплуатируемых одной скважиной и условия вскрытия продуктивных горизонтов;
- 7) условия использования пластового давления на поверхности для промышленной обработки и транспорта газа к потребителям или газоперерабатывающему заводу;
- 8) местоположение скважин по отношению к газоводяному или водонефтяному контакту и возможным разрывным нарушениям.

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

- 1) 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;
- 2) постоянной скорости фильтрации газа в призабойной зоне пласта – в случае возможного разрушения продуктивного коллектора, а также для очищения призабойной зоны пласта от глинистого раствора;
- 3) постоянной депрессии – в случае опасности образования конусов и языков обводнения;
- 4) постоянного давления на устье скважины – при работе скважины без штуцера или для поддержания определенного давления перед установкой первичной обработки природного газа на промысле;
- 5) 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.

383. 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.

384. Диаметр фонтанных труб определяется в зависимости от:

- 1) рабочего дебита скважины;
- 2) допустимого перепада давления и температуры в стволе;
- 3) получения необходимых скоростей в фонтанных трубах;
- 4) диаметра эксплуатационной колонны.

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

386. 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.

387. 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.

Глава 20. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ПРИ РАЗВЕДКЕ, РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

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

389. Мероприятия по охране недр и окружающей среды предусматриваются в базовых и технических проектных документах.

390. Соблюдение требований и контроль за реализацией природоохранных мероприятий возлагается на недропользователя.

391. Разработка месторождений углеводородов проводится на основании результатов инженерно-геологических, гидрогеологических, геоэкологических и других исследований. Необходимость проведения дополнительных исследований определяется недропользователем и/или проектной организацией в соответствии с требованиями природоохранных нормативных документов.

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

393. Проект разработки месторождения углеводородов содержит раздел по переработке (утилизации) попутного газа.

394. 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.

395. Бурение скважин осуществляется с помощью буровых установок на электроприводе от внешних сетей. Если бурение ведется буровой установкой с дизель-генераторным и дизельным приводом выпуск неочищенных выхлопных газов в атмосферу с таких установок должен соответствовать их техническим характеристикам и экологическим требованиям.

396. 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 почвы-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.

397. 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.

398. При бурении скважин на плодородных землях и землях сельскохозяйственного назначения в процессе проведения подготовительных работ к монтажу оборудования снимается и отдельно хранится плодородный слой для последующей рекультивации территории.

399. При бурении скважин не допускается нарушение растительного и почвенного покровов за пределами участков, отведенных под бурение.

400. 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.

401. Не допускается сброс отходов недропользования в поверхностные водные объекты и недра.

402. При разбурировании 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 санитарно-эпидемиологического благополучия населения. Интервалы залегания водоносных горизонтов надежно изолируются.

403. 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.

404. 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.

405. В процессе испытания скважин добытые нефть, конденсат, минерализованная вода собираются в емкости с последующим их вывозом. 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.

406. 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.

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

408. 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.

409. 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 углеводородов (открытого фонтана) под руководством лица, ответственного за производство работ.

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

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

412. В случае отсутствия возможностей для утилизации продукта не допускается освоение и исследование разведочных и эксплуатационных скважин без нейтрализации или сжигания газа.

Сноска. Пункт 412 – в редакции приказа и.о. Министра энергетики РК от 07.09.2023 № 331 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

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

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

415. 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 углеводородов и жидкости.

416. 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, вибростанции и в насосном помещении, а при появлении загазованности – принимаются меры по ее устранению.

417. Работа по ликвидации открытого фонтана проводится по плану, разработанному штабом, созданным в установленном порядке недропользователем.

418. Помещения буровых установок должны быть оборудованы вытяжной вентиляцией, включаемой от датчиков на сероводород при достижении предельно допустимой концентрации.

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

420. От крайнего ряда эксплуатационных скважин, а также от каждого объекта месторождения углеводородов устанавливается санитарно-защитная зона, размеры которой определяются по действующим санитарным правилам. Для месторождений углеводородов с наличием сероводорода санитарно-защитная зона определяется, исходя из объемов возможных аварийных выбросов и условий рассеивания сероводорода.

421. 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.

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

423. Освоение, испытание и эксплуатация скважин с нарушением герметичности эксплуатационных колонн, наличием межпластовых перетоков, отсутствием цементного камня за колонной, пропусками устьевых фланцевых соединений, а также эксплуатация дефектных скважин осуществляется недропользователем с проведением необходимых мероприятий по восстановлению целостности скважин и обеспечением безопасной эксплуатации. Утверждаются специальные режимы эксплуатации этих скважин, план ремонтно-восстановительных работ, а также за их работой осуществляется постоянный контроль с целью обеспечения охраны недр и окружающей природной среды.

424. 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.

425. Практическому осуществлению любого метода интенсификации добычи углеводородов на каждом новом месторождении предшествуют экспериментальные исследования, проводимые с целью обоснования основных параметров процесса, соблюдение которых обеспечивает сохранность колонны и цементного кольца скважин

426. Необходимым условием применения при разработке месторождений углеводородов химических реагентов (индикаторов) является изучение геологического строения залежи и гидрогеологических условий.

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

428. 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.

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

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

431. 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.

432. Решение вопроса о прекращении эксплуатации добывающих скважин принимается недропользователем по согласованию с проектной организацией, составившей проект разработки месторождения углеводородов или анализ разработки месторождения.

433. Если в процессе разработки месторождения появились признаки подземных утечек или межпластовых перетоков углеводородов и воды, которые могут привести к безвозвратным потерям углеводородов в недрах, то недропользователь устанавливает и ликвидирует причину неуправляемого движения пластовых флюидов.

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

435. 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.

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

437. 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.

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

439. Пластовая вода, добытая вместе с нефтью, подлежит:

1) очистке в соответствии с нормами содержания твердых взвешенных веществ и нефтепродуктов в воде, и используется в системе поддержания пластового давления или с целью захоронения закачивается в поглощающие горизонты;

2) предварительной очистке в соответствии с нормами экологического законодательства и сбрасывается в искусственные пруды-испарители, пруды-накопители и иные накопители сточных вод, конструкция которых предотвращает загрязнение почв и подземных вод.

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.

440. 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.

441. 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.

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

443. 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.

444. Подземное захоронение промышленных стоков в поглощающие горизонты допускается только в исключительных обстоятельствах:

1) при разработке залежей без применения заводнения;

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

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

4) при использовании пластовых вод как гидроминерального сырья;

5) при неоправданно сложной технологии очистки некоторых промышленных стоков, образующихся на установке комплексной подготовки нефти.

445. 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.

446. Не допускается размещение на территории промысла нефтешламowych амбаров, содержащее имеющихся шламонакопителей подлежит переработке или утилизации с последующей рекультивацией земли на территории ликвидированных амбаров.

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

448. Порядок ликвидации последствий недропользования по углеводородам, консервации участка недр по углеводородам и (или) консервации и (или) ликвидации технологических объектов устанавливается в Правилах консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов, и добычи урана, утверждаемых уполномоченными органами в области углеводородов и добычи урана.

РАЗДЕЛ III. ДОБЫЧА УРАНА

Глава 21. ТИПЫ И ВИДЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УРАНА

449. По условиям формирования урановых руд выделяют три основные группы месторождений: 1) экзогенные; 2) метаморфогенные; 3) эндогенные.

450. На месторождениях, связанных с эндогенными и метаморфогенными процессами, локализованными в подавляющем большинстве случаев в скальных массивных породах, способы подземного выщелачивания с предварительным дроблением рудовмещающей массы применяются в ограниченных масштабах, в основном для отработки забалансовых руд, флангов месторождений.

451. Основные объемы добычи способом подземного выщелачивания с применением скважинных систем относятся к месторождениям, сформированным экзогенными процессами.

452. Экзогенные эпигенетические месторождения классифицируются по типу окисления в рудообразующем процессе на три группы: 1) пластового окисления, 2) грунтового окисления, 3) трещинного окисления.

Глава 22. ПОРЯДОК ДОБЫЧИ УРАНА.

453. Подземное скважинное выщелачивание (ПСВ) – способ добычи урана с помощью раствора реагента без извлечения руды на поверхность, через систему технологических скважин.

454. Проектные потери – часть запасов урана, предусмотренная проектами опытно-промышленной добычи и/или разработки месторождения к безвозвратному оставлению в недрах при отработке месторождения или его части методом ПСВ.

455. Погашенные запасы – запасы в пределах рудной залежи, участка или блока, законченные отработкой (как добытые, так и оставленные в недрах). Погашенными запасами при методе ПСВ считаются: добытый уран плюс потери.

456. Добыча блоков способом подземного выщелачивания подразделяется на три периода: 1) подготовка блоков к добыче; 2) добыча; 3) доработка блоков или участков с выводом их из цикла добычи.

457. Период подготовки блока к добыче урана включает в себя бурение эксплуатационно-разведочных, технологических и наблюдательных скважин, обвязку и оснащение их поверхностными коммуникациями, оборудование контрольно-измерительной аппаратурой, а также стадию закисления блока. Бурение эксплуатационно-разведочных, технологических, наблюдательных и других скважин осуществляется согласно утвержденному недропользователем проекту опытно-промышленной добычи и/или проекту разработки месторождения, в котором определяется схема расположения скважин, а также их конструктивные особенности.

457-1. Работы по бурению, оборудованию и освоению технологических и наблюдательных скважин на полигоне ПСВ выполняются в строгом соответствии с проектами опытно-промышленной добычи и разработки месторождения урана, которые составляются в соответствии с пунктом 2 статьи 182 Кодекса проектной организацией, имеющей лицензию на соответствующий вид деятельности.

Сноска. Глава 22 дополнена пунктом 457-1, в соответствии с приказом и.о. Министра энергетики РК от 20.08.2021 № 270 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

458. Закисление блока – процесс, необходимый для создания в рудовмещающем горизонте геохимической и гидродинамической обстановки, обеспечивающей процесс перевода урана в раствор. Подача закачных растворов в эксплуатационные блоки на стадии закисления, в зависимости от системы отработки, осуществляется различными способами – прямым, опережающим, пульсирующим, с реверсированием, пассивным и т.д. Режимы закисления блоков и способы подачи в них рабочих растворов должны оговариваться в проектах опытно-промышленной добычи и/или разработки месторождения, а также в паспортах добычи блоков.

459. При выполнении буровых работ эксплуатационная разведка должна производиться в объемах, обеспечивающих правильное расположение запроектированных технологических скважин в плане и разрезе, уточнения контуров рудного тела (залежи) в разрезе и плане.

460. После завершения всех подготовительных работ на новом блоке составляется акт о его готовности к вводу в эксплуатацию и, после утверждения акта руководством добычного предприятия, начинается закисление блока.

461. Период добычи блоков подразделяется на две стадии – активное выщелачивание и доработка блока. Стадия активного выщелачивания представляет собой процесс массового перехода урана в раствор и перенос его продуцирующими растворами к откачным скважинам. На этой стадии концентрация кислоты в закачных растворах устанавливается в зависимости от кислотоемкости пород и достигнутой степени добычи блоков. Доработка блока или участка – это период времени, относящийся к завершающей стадии работ по добыче урана, характеризующийся, как правило, резким снижением содержания урана в продуктивных растворах после отработки 70-80% запасов в недрах, подача маточников сорбции проводится без подкисления.

461-1. В период опытно-промышленной добычи и добычи урана недропользователями обеспечивается выполнение следующих периодичных стационарных наблюдений за закислением и отработкой эксплуатационного блока, месторождения:

уровень подземных вод:

наблюдательные (скважины для контроля процесса, скважины для контроля смежных горизонтов, скважины для контроля горизонтального растекания) один раз в квартал;

геофизические исследования:

в технологических скважинах (откачные и закачные) не менее 30 % от общего количества 1 раз в год, наблюдательных скважинах (для контроля процесса, для контроля смежных горизонтов, для контроля горизонтального растекания) подземного выщелачивания один раз в год.

Сноска. Глава 22 дополнена пунктом 461-1, в соответствии с приказом и.о. Министра энергетики РК от 20.08.2021 № 270 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования); в редакции приказа и.о. Министра энергетики РК от 07.09.2023 № 331 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

462. Добычу блока или участка следует считать завершенной при устойчивом снижении концентрации металла ниже минимально-промышленного уровня.

463. Недропользователь, обладающий правом недропользования на добычу урана, начинает опытно-промышленную добычу только после проведения оценки геологических запасов урана компетентным лицом и положительного заключения экспертиз в отношении проекта опытно-промышленной добычи, предусмотренных Кодексом.

464. Недропользователь, обладающий правом недропользования на добычу урана, начинает добычу на основе проекта разработки месторождения, утвержденного недропользователем и получившего положительные заключения экспертиз, предусмотренных Кодексом.

465. При проведении опытно-промышленной добычи и добычи обеспечивается выполнение следующих требований в области рационального и комплексного использования и охраны недр:

1) обеспечение рационального и экономически эффективного использования недр на всех этапах проведения операций по добыче урана;

2) обеспечение полноты извлечения из недр полезных ископаемых, не допуская выборочную отработку;

3) достоверный учет запасов урана и попутных компонентов;

4) предотвращение накопления промышленных и бытовых отходов на площадях водосбора и в местах залегания подземных вод, используемых для питьевого или промышленного водоснабжения;

5) охрана недр от обводнения, пожаров и других стихийных факторов, осложняющих эксплуатацию и разработку месторождений урана;

6) предотвращение загрязнения недр при хранении урана или иных веществ и материалов, захоронении вредных веществ и отходов;

7) соблюдение установленного порядка приостановления, прекращения операций по добыче урана, ликвидации последствий недропользования, консервации участков недр;

8) обеспечение экологических и санитарно-эпидемиологических требований при складировании и размещении отходов.

Сноска. Пункт 465 – в редакции приказа и.о. Министра энергетики РК от 20.08.2021 № 270 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

466. Не допускается оставление запасов урана, вызывающее осложнения при добыче в будущем, полную или частичную потерю этих запасов.

467. Выбранные способы, объемы и сроки проведения горно-подготовительных работ должны обеспечивать установленные нормативы вскрытых, подготовленных и готовых к выемке запасов.

468. Количество и качество готовых к выемке запасов урана, нормативы потерь по участку недр добычи должны определяться по выемочным единицам.

469. В процессе опытно-промышленной добычи и добычи недропользователи:

1) определяют количество и качество готовых к выемке запасов урана, нормативы проектных потерь по выемочным единицам;

2) ведут учет добычи и нормативов потерь по каждому эксплуатационному блоку;

3) разрабатывают и осуществляют мероприятия по недопущению сверхнормативных потерь;

4) ведут работы в соответствии с календарным графиком проектных документов;

5) проводят эксплуатационную разведку (доразведку) с целью уточнения контуров эксплуатационных блоков и геологического строения месторождения для дальнейшего пересчета запасов;

6) разрабатывают и проводят гидрогеологические исследования за восстановлением состояния подземных вод после ликвидации эксплуатационных блоков.

Сноска. Пункт 469 – в редакции приказа и.о. Министра энергетики РК от 20.08.2021 № 270 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

470. При проведении опытно-промышленной добычи и добычи не допускается:

1) выборочная отработка богатых или легкодоступных участков месторождения, приводящая к необоснованным потерям запасов урана;

2) оставление запасов урана, вызывающее осложнения при их выемке в будущем, полную или частичную потерю этих запасов;

3) потери, превышающие проектные показатели;

4) разубоживание продуктивных растворов подземными водами или растекание выщелачивающих растворов за контур эксплуатационного блока.

Сноска. Пункт 470 – в редакции приказа и.о. Министра энергетики РК от 20.08.2021 № 270 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

471. Операции по добыче урана должны проводиться в соответствии с утвержденным недропользователем и получившим положительные заключения, предусмотренных Кодексом экспертиз, проектом опытно-промышленной добычи и/или проектом разработки месторождения.

472. Проекты изменений и (или) дополнений к утвержденным проектам не составляются в случае, если ежегодно объемы добычи, определенные утвержденными проектами, изменяются менее чем на двадцать процентов в физическом выражении от утвержденных показателей за год без изменения горно-геологических и технологических условий отработки месторождения урана.

Сноска. Пункт 472 – в редакции приказа и.о. Министра энергетики РК от 20.08.2021 № 270 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

473. Согласно Кодексу обязательными условиями проведения добычи урана являются рациональное и экономически эффективное использование недр на основе применения высоких технологий и положительной практики пользования недр, а также обеспечение безопасности жизни и здоровья людей.

474. Под положительной практикой использования недр понимается общепринятая международная практика, применяемая при проведении операций по недропользованию, которая является рациональной, безопасной, необходимой и экономически эффективной.

475. Охрана недр и окружающей среды включает систему правовых, организационных, экономических, технологических и других мероприятий, направленных на:

- 1) охрану жизни и здоровья населения;
- 2) сохранение естественных ландшафтов и рекультивацию нарушенных земель, иных геоморфологических структур.

476. Требованиями в области рационального и комплексного использования недр и охраны недр являются:

- 1) предотвращение загрязнения недр при хранении урана или иных веществ и материалов, захоронении вредных веществ и отходов;
- 2) соблюдение установленного порядка приостановления, прекращения операций по недропользованию, ликвидации последствий недропользования, консервации участков недр.

477. Порядок ликвидации последствий добычи урана устанавливается в Правилах консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов, и добычи урана, утверждаемых уполномоченными органами в области углеводородов и добычи урана.

478. Недропользователь имеет право в любое время до истечения опытно-промышленной добычи и периода добычи, производить консервацию или ликвидацию отдельных технологических скважин, используемых при проведении операций по недропользованию, включая сопутствующие инженерные коммуникации.

Глава 23. ПОРЯДОК СОСТАВЛЕНИЯ ПРОЕКТНЫХ ДОКУМЕНТОВ НА ДОБЫЧУ УРАНА.

479. Проект разработки месторождения разрабатывается при наличии отчета по подсчету геологических запасов.

480. В проекте разработки месторождения предусматриваются:

- 1) обоснование нормативов вскрытых, подготовленных и готовых к выемке запасов урана;
- 2) отчет по подсчету геологических запасов;
- 3) применение средств механизации и автоматизации производственных процессов, обеспечивающие наиболее полное, комплексное извлечение из недр, рациональное и эффективное использование балансовых запасов урана и совместно с ними залегающих полезных ископаемых;

- 4) календарный график горных работ с объемами добычи и показателями качества урана в пределах срока действия контракта в рамках участка недр;
- 5) расходы на эксплуатацию участка недр;
- 6) размещение наземных и подземных сооружений;
- 7) проектные показатели: предполагаемые объемы добычи на весь период разработки месторождения, объемы горно-капитальных, горно-подготовительных, эксплуатационно-разведочных работ;
- 8) гидрогеологические наблюдения за восстановлением состояния подземных вод в ликвидированных эксплуатационных блоках;
- 9) геологическое и маркшейдерское обеспечение работ;
- 10) обоснование нормативов потерь выемочных единиц по результатам проведенной опытно-промышленной добычи;
- 11) расчет необходимых инвестиций для освоения месторождений;
- 12) порядок очередности отработки запасов;
- 13) финансовую модель, включающую основные показатели;
- 14) меры, обеспечивающие безопасность работы производственного персонала и населения, зданий и сооружений, объектов окружающей среды от вредного воздействия работ, связанных с недропользованием;
- 15) технические средства и мероприятия по достоверному учету количества и качества добываемого и перерабатываемого минерального сырья, а также их потерь и отходов производства;
- 16) обезвреживание или захоронение отходов производства;
- 17) расчет дохода и прибыли от промышленной эксплуатации;
- 18) систематическое опробование минерального сырья с целью управления и повышения эффективности технологии его переработки;
- 19) обоснование оптимальных параметров выемочных единиц, обеспечивающих рациональный уровень полноты извлечения полезных ископаемых из недр;
- 20) мероприятия по предотвращению потерь полезного ископаемого;
- 21) налоги и другие платежи;
- 22) сохранение в недрах или складирование забалансовых запасов для их последующего промышленного освоения;
- 23) способы вскрытия и системы разработки участка недр урана;
- 24) проведение доизучения (доразведки) участка добычи с целью уточнения геологического строения и запасов месторождения урана;
- 25) информацию о сроках, условиях и стоимости выполнения работ по ликвидации последствий добычи урана;
- 26) объем добываемого урана, поднятого на поверхность с продуктивными растворами, за вычетом урана, возвращаемого с выщелачивающими растворами в недра.

Сноска. Пункт 480 – в редакции приказа и.о. Министра энергетики РК от 20.08.2021 № 270 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

480-1. Работы по доразведке проводятся в соответствии с проектом разработки месторождения.

В случае, если в течение доизучения недропользователем на участке добычи обнаружена новая залежь (совокупность залежей), ее оценка производится в соответствии с дополнением к проекту разработки месторождения.

Сноска. Глава 23 дополнена пунктом 480-1, в соответствии с приказом и.о. Министра энергетики РК от 20.08.2021 № 270 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

481. Принимаемые технические решения сопровождаются соответствующей графической документацией.

482. Не допускаются варианты вскрытия и системы разработки, приводящие к выборочной отработке наиболее богатых частей и легкодоступных участков недр добычи, рудных тел и залежей вследствие которых они могут утратить промышленное значение или оказаться полностью потерянными.

482-1. На стадии разработки проектов опытно-промышленной добычи и/или разработки месторождения урана недропользователями разрабатывается система контроля за состоянием подземных вод на полигонах ПСВ на основании данных поисковых геологоразведочных работ, лабораторных исследований, опытных полевых испытаний и опыта эксплуатации аналогичных месторождений.

Система контроля за состоянием подземных вод включает три сети наблюдательных скважин:

- 1) наблюдательные скважины для контроля за растеканием растворов в вертикальном направлении;
- 2) наблюдательные скважины для контроля за возможными утечками растворов из пескоотстойников продуктивного раствора и выщелачивающего раствора;
- 3) наблюдательные скважины внутри и за контуром эксплуатационного блока для контроля за технологическим процессом в зоне гидродинамического воздействия откачиваемых и закачиваемых растворов.

Сноска. Глава 23 дополнена пунктом 482-1, в соответствии с приказом и.о. Министра энергетики РК от 20.08.2021 № 270 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

483. Проект опытно-промышленной добычи должен содержать:

- 1) выбор представительного участка для проведения работ с содержанием полезного ископаемого на данном участке с параметрами соответствующим средним параметрам по основному участку недр;

2) комплекс исследований по контролю процесса разработки и получения дополнительных данных о горно-геологических условиях и качестве минерального сырья;

3) продолжительность опытно-промышленной разработки, необходимой для оценки эффективности апробируемой технологии;

4) технология опытно-промышленной разработки;

5) потребность в технологическом оборудовании, машинах и механизмах;

6) объем опытно-промышленной добычи.

484. Объемы и сроки опытно-промышленной добычи определяются по результатам прямых переговоров, в пределах максимально допустимого срока опытно-промышленной добычи в соответствии с Кодексом

485. Недропользователем на основе первичного и сводного учета запасов, потерь урана по состоянию на первое января каждого года составляется ежегодный отчетный баланс запасов. К нему прилагаются материалы, обосновывающие изменение запасов в результате их прироста, погашения, а также списания, как утративших промышленное значение или не подтвердившихся при отработке участка недр.

Глава 24. АВТОРСКИЙ НАДЗОР ЗА РЕАЛИЗАЦИЕЙ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ ПО ДОБЫЧЕ УРАНА.

Сноска. Глава 24 исключена приказом и.о. Министра энергетики РК от 20.08.2021 № 270 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Глава 25. АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ УЧАСТКА НЕДР ДОБЫЧИ УРАНА.

490. Анализ разработки месторождения представляет собой комплексное изучение результатов геологических, геофизических, гидродинамических и других исследований в процессе разработки на предмет выявления необходимости совершенствования системы разработки месторождения. Анализ разработки месторождения подлежит государственной экспертизе проектных документов.

Сноска. Пункт 490 – в редакции приказа и.о. Министра энергетики РК от 20.08.2021 № 270 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

491. Анализ разработки месторождения урана проводится привлекаемой недропользователем проектной организацией, имеющей лицензию на соответствующий вид деятельности, и направляется в уведомительном порядке в компетентный орган не реже одного раза в три года.

492. В случае существенных (двадцать и более процентов) расхождений между фактическими и проектными показателями разработки месторождения при наличии

обоснованного вывода анализа разработки месторождения урана о необходимости внесения изменений в проект разработки месторождения, результаты анализа подлежат рассмотрению центральной комиссией в порядке, предусмотренном Кодексом для государственной экспертизы проекта разработки месторождения.

492-1. В рамках анализа разработки отдельные показатели проектных документов несущественно (менее двадцати процентов) корректируется в следующих случаях:

- 1) корректировка объемов эксплуатационно-разведочных скважин в рамках мероприятий по доразведке месторождения;
- 2) изменение графика ввода и количество технологических скважин эксплуатационных блоков, предусмотренного в проекте опытно-промышленной добычи и/или разработки месторождения урана.

Сноска. Глава 25 дополнена пунктом 492-1, в соответствии с приказом и.о. Министра энергетики РК от 20.08.2021 № 270 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

493. В случае вынесения центральной комиссией положительного заключения по анализу разработки месторождения урана проектные решения и показатели такого анализа расцениваются в качестве проектных решений и показателей проекта разработки месторождения на период разработки, утверждения и проведения государственной экспертизы изменений и дополнений к проекту разработки месторождения, который не должен превышать одного года.

494. В результате анализа разработки месторождения оцениваются:

- 1) результаты опробования по каждой наблюдательной скважине, в каждой точке наблюдения;
- 2) степень охвата воздействием рудного пласта объекта разработки, по площади и разрезу с состоянием выработки их запасов;
- 3) состояние подземных вод на обрабатываемой площади месторождения;
- 4) характер и последствия снижения дебита откачных и приемистости закачных скважин;
- 5) данные о геологическом строении месторождения с оценкой изменения запасов урана;
- 6) характеристики динамики добычи урана и соответствие их проекту опытно-промышленной добычи и/или разработки месторождения урана;
- 7) контроль режимов работы скважин;
- 8) состояние фонда скважин и его соответствие проекту опытно-промышленной добычи и/или разработки месторождения урана.

Сноска. Глава 25 дополнена пунктом 494, в соответствии с приказом и.о. Министра энергетики РК от 20.08.2021 № 270 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

495. В рамках анализа разработки допускается проектирование опытно-промышленных испытаний по внедрению новых технологий по повышению коэффициента извлечения урана на отдельных участках месторождения.

Сноска. Глава 25 дополнена пунктом 495, в соответствии с приказом и.о. Министра энергетики РК от 20.08.2021 № 270 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

496. Анализ разработки завершается выполнением расчетов технико-экономических показателей разработки месторождения, с учетом реализации рекомендуемых мер по регулированию процесса и сопоставлением их с проектными показателями утвержденного варианта разработки.

Сноска. Глава 25 дополнена пунктом 496, в соответствии с приказом и.о. Министра энергетики РК от 20.08.2021 № 270 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

497. Недропользователь каждые три года направляет в компетентный орган на экспертизу анализ выполнения проектных условий в соответствии с показателями проекта разработки.

Сноска. Глава 25 дополнена пунктом 497, в соответствии с приказом и.о. Министра энергетики РК от 20.08.2021 № 270 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

ПРИЛОЖЕНИЯ К ЕДИНЫМ ПРАВИЛАМ ПО РАЦИОНАЛЬНОМУ И КОМПЛЕКСНОМУ ИСПОЛЬЗОВАНИЮ НЕДР.

Приложение 1
к Единым правилам по
рациональному и комплексному
использованию недр
ФОРМА

ЕЖЕСУТОЧНЫЙ РАПОРТ ПО УЧЕТУ (ИЗМЕРЕНИЮ) ДОБЫТОЙ НЕФТИ, ГАЗА И ГАЗОКОНДЕНСАТА НА СКВАЖИНЕ

" ___ " _____ 20__ г.

(время заполнения, ч.мин.)

№ п/п	Номер скважины	Название месторождения	Объем добычи нефти/газоконденсата (м3)	Объем добычи газа (тыс.м3)	Среднесуточная обводненность (нефти/газоконденсата (%))	Среднесуточное трубное давление на устье скважины, МПа	Марка и место установки скважины	Общее время работы скважины за сутки (ч.мин.)	Способ эксплуатации скважины (фонтанный, газлифт и др.)	Примечание
-------	----------------	------------------------	--	----------------------------	---	--	----------------------------------	---	---	------------

1	2	3	4	5	6	7	9	10	11	12
---	---	---	---	---	---	---	---	----	----	----

Ответственное лицо (оператор, мастер) _____

 Фамилия, имя, отчество (при его наличии) подпись

Примечание: заполняется и подписывается ответственным лицом. Допускается внесение дополнительной информации. В случае ведения электронного документооборота

ежесуточный рапорт заверяется электронно-цифровой подписью.

Приложение 2
 к Единым правилам по
 рациональному и комплексному
 использованию недр
 ФОРМА

ЕЖЕСУТОЧНЫЙ И ЕЖЕМЕСЯЧНЫЙ РАПОРТ ПО УЧЕТУ (ИЗМЕРЕНИЮ) ДОБЫТОЙ НЕФТИ, ГАЗА И ГАЗОКОНДЕНСАТА ПО МЕСТОРОЖДЕНИЮ

 (наименование месторождения)

" ___ " _____ 20__ г.

 (время, ч.мин.)

№ п/п	Наименование месторождения	Объем добычи нефти / газоконденсата без учета потерь * (тыс.м3)	Объем потерь нефти / газоконденсата * (тыс.м3)	Объем добычи нефти / газоконденсата с учетом потерь * (тыс.м3)	Расходы на собственные технологические нужды нефти / газоконденсата, тыс.м3	Технологические потери нефти / газоконденсата, тыс.м3
1	2	3	4	5	6	7

продолжение таблицы

Остатки нефти / газоконденсата в полостях технологических линий и др. потери, тыс.м3	Объем добычи газа без учета потерь* (млн.м3)	Объем потерь газа * (млн.м3)	Объем добычи газа с учетом потерь* (млн.м3)	Сожженный газ, в том числе при технологически неизбежном сжигании, пробной эксплуатации и испытании скважин (млн.м3)	Примечание
8	9	10	11	12	13

Ответственное лицо (руководитель месторождения или уполномоченное лицо)

Фамилия, имя, отчество (при его наличии) подпись

Примечание: Заполняется и подписывается ответственным лицом. Допускается/ внесение дополнительной информации. Потери* - все потери составляющие разницу в объеме

продукции, в том числе технологические потери, использование на собственные нужды

, сжигание, остаток в полостях и др. потери. В случае ведения электронного документооборота

ежесуточный и ежемесячный рапорт заверяются электронно-цифровой подписью.

© 2012. РГП на ПХВ «Институт законодательства и правовой информации Республики Казахстан»
Министерства юстиции Республики Казахстан