

**О внесении изменений в приказ Министра Энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239 "Об утверждении Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр"**

Приказ и.о. Министра энергетики Республики Казахстан от 7 сентября 2023 года № 331. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 8 сентября 2023 года № 33398

      ПРИКАЗЫВАЮ:

      1. Внести в приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года №239 "Об утверждении Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр" (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 17131) следующие изменения:

      преамбулу изложить в новой редакции:

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

      в Единых правилах по рациональному и комплексному использованию недр, утвержденных указанным приказом:

      пункт 19 изложить в новой редакции:

      "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 устаналивается в проектном документе.";

      пункт 26 изложить в новой редакции:

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

      пункт 35 изложить в новой редакции:

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

      пункт 40 изложить в новой редакции:

      "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 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.";

      пункт 47 изложить в новой редакции:

      "47. Мониторинг исполнения проектных решений проекта разведочных работ включает в себя сопровождение работы недропользователя по проектному документу с представлением ежегодного отчета по авторскому надзору в уполномоченный орган в области углеводородов.";

      пункт 56 изложить в новой редакции:

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

      пункт 60 изложить в новой редакции:

      "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 промысловой 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.";

      пункт 71 изложить в новой редакции:

      "71. Ежегодный авторский надзор за реализацией проектных решений при пробной эксплуатации ведет привлекаемая проектная организация, составившая проект пробной эксплуатации.";

      пункт 78 исключить;

      пункт 81 изложить в новой редакции:

      "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.";

      пункт 85 изложить в новой редакции:

      "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.";

      пункт 105 изложить в новой редакции:

      "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.";

      пункт 107 изложить в новой редакции:

      "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.";

      пункт 113 изложить в новой редакции:

      "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).";

      пункт 126 изложить в новой редакции:

      "126. В проектном 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.";

      пункт 266 изложить в новой редакции:

      "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.";

      пункт 269 изложить в новой редакции:

      "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.";

      пункты 317 и 318 изложить в новой редакции:

      "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.

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

      пункт 329 изложить в новой редакции:

      "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.";

      пункт 412 изложить в новой редакции:

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

      пункт 461-1 изложить в новой редакции:

      "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.".

      2. Департаменту разработки и добычи нефти Министерства энергетики Республики Казахстан в установленном законодательством Республики Казахстан порядке обеспечить:

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

      2) размещение настоящего приказа на интернет-ресурсе Министерства энергетики Республики Казахстан;

      3) 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 1) и 2) настоящего пункта.

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

      4. Настоящий приказ вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования.

|  |  |
| --- | --- |
|
*исполняющий обязанности**Министра энергетики**Республики Казахстан*
 |
*А. Хасенов*
 |

      "СОГЛАСОВАН"

Министр индустрии

и инфраструктурного развития

Республики Казахстан

      "СОГЛАСОВАН"

Министр финансов

Республики Казахстан

      "СОГЛАСОВАН"

Министр национальной экономики

Республики Казахстан

      "СОГЛАСОВАН"

Министр экологии и природных ресурсов

Республики Казахстан

      "СОГЛАСОВАН"

Министр по чрезвычайным ситуациям

Республики Казахстан

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