



**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 устанавливается 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 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 оборудование;

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 крышкой 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 периодических 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