



МИНИСТЕРСТВО ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЭКОЛОГИИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
(Минприроды России)

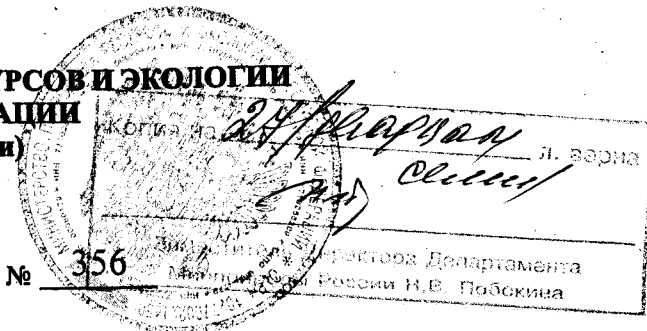
П Р И К А З

г. МОСКВА

14.06.2016

№

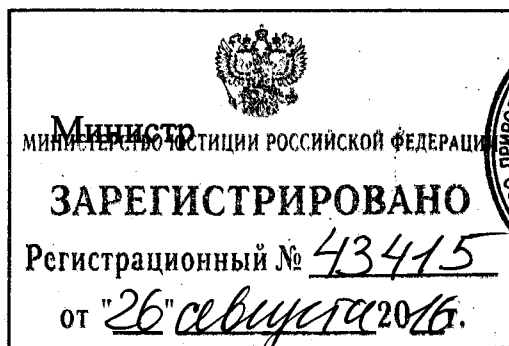
356



**Об утверждении Правил разработки месторождений
углеводородного сырья**

В соответствии с Законом Российской Федерации от 21 февраля 1992 г. № 2395-1 «О недрах» (Ведомости Съезда народных депутатов Российской Федерации и Верховного Совета Российской Федерации, 1992, № 16, ст. 834; Собрание законодательства Российской Федерации, 1995, № 10, ст. 823; 1999, № 7, ст. 879; 2000, № 2, ст. 141; 2001, № 21, ст. 2061; № 33, ст. 3429; 2002, № 22, ст. 2026; 2003, № 23, ст. 2174; 2004, № 27, ст. 2711; № 35, ст. 3607; 2006, № 17, ст. 1778; № 44, ст. 4538; 2007, № 27, ст. 3213; № 49, ст. 6056; 2008, № 18, ст. 1941; № 29, ст. 3418; № 29, ст. 3420; № 30, ст. 3616; 2009, № 1, ст. 17; № 29, ст. 3601; № 52, ст. 6450; 2010, № 21, ст. 2527; № 31, ст. 4155; 2011, № 15, ст. 2018; № 15, ст. 2025; № 30, ст. 4567; № 30, ст. 4570; № 30, ст. 4572; № 30, ст. 4590; № 48, ст. 6732; № 49, ст. 7042; № 50, ст. 7343; № 50, ст. 7359; 2012, № 25, ст. 3264; № 31, ст. 4322; № 53, ст. 7648; 2013, № 19, ст. 2312; № 30, ст. 4060; № 30, ст. 4061; № 52, ст. 6961; № 52, ст. 6973; 2014, № 26, ст. 3377; № 30, ст. 4261; № 30, ст. 4262; № 48, ст. 6647; 2015, № 1, ст. 11; ст. 12; ст. 52; № 27, ст. 3996; № 29, ст. 4350; ст. 4359), Положением о Министерстве природных ресурсов и экологии Российской Федерации, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 11 ноября 2015 г. № 1219 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2015, № 47, ст. 6586; 2016, № 2, ст. 325), Положением о Федеральном агентстве по недропользованию, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 17 июня 2004 г. № 293 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 26, ст. 2669; 2006, № 25, ст. 2723; 2008, № 22, ст. 2581; № 42, ст. 4825; № 46, ст. 5337; 2009, № 6, ст. 738; № 33, ст. 4081; № 38, ст. 4489; 2010, № 26, ст. 3350; 2011, № 14, ст. 1935; 2013, № 10, ст. 1027; № 28, ст. 3832; № 45, ст. 5822; 2014, № 2, ст. 123; № 9, ст. 922; 2015, № 2, ст. 491; 2016, № 2, ст. 325; № 2, ст. 351; № 13, ст. 1829), п р и к а з ы в а ю:

Утвердить прилагаемые Правила разработки месторождений углеводородного сырья.



С.Е. Донской

УТВЕРЖДЕНЫ
приказом Минприроды
России
от 14.06.2016 № 356

Правила разработки месторождений углеводородного сырья

I. Общие положения

1.1. Настоящие Правила разработаны в соответствии с Законом Российской Федерации от 21 февраля 1992 г. № 2395-1 «О недрах» (Ведомости Съезда народных депутатов Российской Федерации и Верховного Совета Российской Федерации, 1992, № 16, ст. 834; Собрание законодательства Российской Федерации, 1995, № 10, ст. 823; 1999, № 7, ст. 879; 2000, № 2, ст. 141; 2001, № 21, ст. 2061; № 33, ст. 3429; 2002, № 22, ст. 2026; 2003, № 23, ст. 2174; 2004, № 27, ст. 2711; № 35, ст. 3607; 2006, № 17, ст. 1778; № 44, ст. 4538; 2007, № 27, ст. 3213; № 49, ст. 6056; 2008, № 18, ст. 1941; № 29, ст. 3418; № 29, ст. 3420; № 30, ст. 3616; 2009, № 1, ст. 17; № 29, ст. 3601; № 52, ст. 6450; 2010, № 21, ст. 2527; № 31, ст. 4155; 2011, № 15, ст. 2018; № 15, ст. 2025; № 30, ст. 4567; № 30, ст. 4570; № 30, ст. 4572; № 30, ст. 4590; № 48, ст. 6732; № 49, ст. 7042; № 50, ст. 7343; № 50, ст. 7359; 2012, № 25, ст. 3264; № 31, ст. 4322; № 53, ст. 7648; 2013, № 19, ст. 2312; № 30, ст. 4060; № 30, ст. 4061; № 52, ст. 6961; № 52, ст. 6973; 2014, № 26, ст. 3377; № 30, ст. 4261; № 30, ст. 4262; № 48, ст. 6647; 2015, № 1, ст. 11; ст. 12; ст. 52; № 27, ст. 3996; № 29, ст. 4350; ст. 4359) (далее - Закон Российской Федерации «О недрах»), Положением о Министерстве природных ресурсов и экологии Российской Федерации, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 11 ноября 2015 г. № 1219 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2015, № 47, ст. 6586; 2016, № 2, ст. 325), Положением о Федеральном агентстве по недропользованию, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 17 июня 2004 г. № 293 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 26, ст. 2669; 2006, № 25, ст. 2723; 2008, № 22, ст. 2581; № 42, ст. 4825; № 46, ст. 5337; 2009, № 6, ст. 738; № 33, ст. 4081; № 38, ст. 4489; 2010, № 26, ст. 3350; 2011, № 14, ст. 1935; 2013, № 10, ст. 1027; № 28, ст. 3832; № 45, ст. 5822; 2014, № 2, ст. 123; № 9, ст. 922; 2015, № 2, ст. 491; 2016, № 2, ст. 325; № 2, ст. 351; № 13, ст. 1829).

1.2. Настоящие Правила устанавливают требования к разработке месторождений углеводородного сырья (далее - УВС), расположенных на территории Российской Федерации, во внутренних морских водах, на континентальном шельфе Российской Федерации, в исключительной экономической зоне, на участках недр, расположенных в Черном и Азовском морях, в пределах которых Российская Федерация осуществляет суверенитет, суверенные права или юрисдикцию в связи с принятием в Российскую Федерацию Республики Крым и образованием в составе

Российской Федерации новых субъектов - Республики Крым и города федерального значения Севастополя, в российской части (российском секторе) дна Каспийского моря, и Мировом океане, и предназначены для использования Федеральным агентством по недропользованию, его территориальными органами, пользователями недр, иными органами и организациями.

1.3. Технические проекты на разработку месторождений (залежей или участков залежей) УВС, предусмотренные подпунктом «б» пункта 9 Положения о подготовке, согласовании и утверждении технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых и иной проектной документации на выполнение работ, связанных с пользованием участками недр, по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 3 марта 2010 г. № 118 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2010, № 10, ст. 1100; 2011, № 32, ст. 4846; 2014, № 14, ст. 1648; 2015, № 2, ст. 480, № 44, ст. 6128, № 52, ст. 7618; 2016, № 8, ст. 1134; № 22, ст. 3233) (далее - Положение о подготовке, согласовании и утверждении технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых и иной проектной документации на выполнение работ, связанных с пользованием участками недр, по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами), согласованные и утвержденные пользователем недр в соответствии со статьей 23.2 Закона Российской Федерации «О недрах» до дня вступления в силу настоящих Правил, действуют до окончания срока их действия. Приведение утвержденных до дня вступления в силу настоящих Правил технологических схем опытно-промышленной разработки месторождений (залежей или участков залежей) УВС в соответствие с настоящими Правилами не требуется.

II. Подготовка месторождения к промышленной разработке

2.1. Подготовка месторождения к промышленной разработке начинается на этапе разведки месторождения после постановки запасов УВС данного месторождения на государственный баланс запасов полезных ископаемых (далее - ГБЗ).

2.2. Для подготовки месторождения к промышленной разработке на стадии разведки и пробной эксплуатации месторождения изучаются характеристики месторождения (залежи), собираются необходимые геолого-геофизические, технико-технологические и другие материалы, позволяющие подготовить месторождение к подсчету геологических запасов УВС, составлению технологической схемы разработки месторождения и вводу его в промышленную разработку.

2.3. Для месторождения, находящегося на стадии разведки и пробной эксплуатации, составляются: проект на проведение геологического изучения недр и разведки месторождений полезных ископаемых, проект опытной (пробной) эксплуатации поисковой скважины, проект пробной эксплуатации единичной разведочной скважины, или проект пробной эксплуатации месторождения (залежи).

2.4. При опытной (пробной) эксплуатации поисковых скважин и единичных разведочных скважин выполняется комплекс работ, проводимых с целью уточнения

добывных возможностей скважин (в том числе, с применением технологий интенсификации притока), состава и физико-химических свойств пластовых флюидов, эксплуатационных характеристик пластов и их изменений во времени.

2.5. Проект опытной (пробной) эксплуатации поисковой скважины, пробной эксплуатации единичной разведочной скважины, подготовленный недропользователем, подлежит согласованию в соответствии со статьей 23.2 Закона Российской Федерации «О недрах» с комиссией, предусмотренной пунктом 5 Положения о подготовке, согласовании и утверждении технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых и иной проектной документации на выполнение работ, связанных с использованием участками недр, по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами (далее - Комиссия).

2.6. Проект пробной эксплуатации месторождения (залежи) (далее - ППЭ) и дополнения к нему составляются и реализуются на стадии разведки с целью получения необходимой информации для уточнения геологического строения, добывных возможностей, выполнения подсчета запасов и подготовки месторождения к промышленному освоению.

ППЭ и дополнения к нему составляются на запасы категории C1+C2¹. Недропользователь имеет право осуществлять бурение и добычу УВС из разведочных и эксплуатационных скважин (согласно решениям ППЭ) в границах запасов категории C2 при условии представления полученных результатов пробной эксплуатации и обосновывающих геологических материалов и документов для государственной экспертизы оперативного изменения состояния запасов до конца года в котором начата добыча. Изменения категории запасов и их количество учитываются в ГБЗ по состоянию на 1 января года, следующего за годом внесения оперативных изменений.

2.7. Месторождение считается введенным в разработку при начале добычи из скважин в соответствии с ППЭ (или технологической схемой разработки (далее - ТСР), в случае если ТСР является первым техническим проектом разработки данного месторождения) месторождения (залежи). На этапе пробной эксплуатации средних, крупных и уникальных месторождений может добываться не более 20% начальных извлекаемых запасов, числящихся на ГБЗ. Технологический процесс разработки месторождения (далее - разработка месторождения) направлен на извлечение из недр УВС и других попутных полезных ископаемых и компонентов на основе технического проекта разработки месторождения (залежи).

2.8. Виды исследовательских работ по разведочным, поисковым скважинам, объемы и порядок их проведения определяются рабочим проектом производства буровых работ, проектом поисково-разведочных работ и (или) ППЭ месторождения (залежи). Если разведочные скважины бурятся на месторождении находящемся в промышленной разработке, то виды, объемы и порядок проведения работ определяется проектом геологического изучения месторождения и техническим проектом на разработку, в соответствии с требованиями, утвержденными

¹ Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденная приказом Минприроды России от 29 декабря 2013 г. № 477 (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 31.12.2013, регистрационный № 30943)

законодательством Российской Федерации о недрах и условиями пользования недрами.

2.9. Интервалы отбора керна, опробований и испытаний, геофизические исследования скважин (далее - ГИС), гидродинамические исследования пластов в скважинах (далее - ГДИ) и другие исследования (с указанием их видов) в каждой разведочной или другой по назначению скважине устанавливаются геолого-техническим нарядом или отдельными планами работ на скважине.

2.10. При опробовании вскрытого пласта отбор проб жидкости и газов, с целью изучения их количественного и качественного состава, проводится в соответствии с планами работ.

2.11. При испытании вскрытых продуктивных пластов необходимо проведение работ по определению следующих начальных характеристик:

- а) пластового давления и температуры;
- б) положения водонефтяных, газонефтяных и газоводяных контактов;
- в) дебитов пластовых флюидов;
- г) продуктивных характеристик;
- д) геолого-физических характеристик пласта;
- е) состава и физико-химических свойств пластовых флюидов.

2.12. После завершения стадии разведки недропользователь представляет в Федеральное агентство по недропользованию подсчет запасов УВС, попутных полезных компонентов и технологическую схему разработки месторождения для проведения государственной экспертизы запасов и согласования технического проекта на разработку, в порядке, установленном законодательством Российской Федерации о недрах.

2.13. Составление ППЭ и проведение пробной эксплуатации скважин на газовых и газоконденсатных месторождениях расположенных на суше, а также на морских месторождениях в период разведки месторождения осуществляются по решению недропользователя.

2.14. Вопросы дальнейшего использования поисковых и разведочных скважин, пробуренных за счет средств недропользователя и оказавшихся за пределами контуров нефтегазоносности месторождения (залежи), решаются недропользователем самостоятельно.

III. Технические проекты на промышленную разработку месторождений

3.1. При промышленной разработке месторождений осуществляется технологический процесс извлечения из недр нефти, горючих газов (далее - газов), конденсата и содержащихся в них попутных компонентов на основании технических проектов разработки месторождений, указанных в настоящем пункте.

К техническим проектам, на основании которых может осуществляться промышленная разработка месторождений, в настоящих Правилах относятся:

- а) технологическая схема разработки месторождения (далее - ТСР) и дополнения к ней;
- б) технологический проект разработки месторождения (далее - ТПР) и дополнения к нему.

3.2. ТСР составляется для подготовленных к стадии промышленной разработки месторождений.

3.3. ТСР, (ТПР) и дополнения к ним составляются на запасы категорий А+В1+В2². На стадии промышленной разработки месторождения недропользователь имеет право разбуривать или иным способом (например, возврат на эксплуатационный объект, углубление на эксплуатационном объекте, приобщение интервала эксплуатационного объекта) получать информацию, в том числе осуществлять добычу УВС по залежи, по эксплуатационным объектам (далее - ЭО), по участкам ЭО с запасами категории В2 и представлять в Федеральное агентство по недропользованию обосновывающие геологические документы и материалы для проведения государственной экспертизы оперативного изменения состояния запасов до конца года, в котором начата добыча. Изменения в категории запасов и их количество учитываются в ГБЗ по состоянию на 1 января года, следующего за годом внесения оперативных изменений.

3.4. В ТСР, ТПР и дополнений к ним на разработку месторождений проводится обоснование извлекаемых запасов УВС.

3.5. Сроки подготовки ТСР на промышленную разработку месторождений должны соответствовать условиям пользования недрами.

3.6. ТПР составляется для месторождений с начальными геологическими запасами категории А более 75%.

3.7. Действие ТСР, ТПР и дополнений к ним распространяется на весь период разработки месторождений до полной выработки извлекаемых запасов.

3.8. В составе ТСР, ТПР и дополнений к ним могут быть выделены участки опытно-промышленных работ с целью проведения экспериментальных работ (мероприятий) на скважинах, участках ЭО (залежах) по испытанию новых технических средств и технологий разработки для данных геолого-физических условий.

3.9. ТСР, ТПР и дополнений к ним составляется для месторождения в целом.

3.10. Для крупных и уникальных месторождений допускается составление ТСР, ТПР и дополнений к ним с утверждением проектных технологических показателей разработки для одного или нескольких ЭО.

3.11. Допускается составление единых ТСР, ТПР и дополнений к ним для группы мелких и очень мелких месторождений и подготовки продукции с разделением технологических показателей разработки по месторождениям.

3.12. Промышленная разработка ЭО (залежи, месторождения) осуществляется в границах участка недр предоставленного в виде горного отвода в пользование на основании лицензии (далее - лицензионного участка).

3.13. Новые технические проекты, на основании которых осуществляется промышленная разработка месторождений, могут подготавливаться в течение всего срока действия ранее утвержденных проектных документов.

3.14. Технические проекты, на основании которых осуществляется промышленная разработка месторождений, подлежат согласованию с Комиссией.

² Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденная приказом Минприроды России от 29 декабря 2013 г. № 477 (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 31.12.2013, регистрационный № 30943)

3.15. Проектные решения и технологические показатели разработки действующего ТСП, ТПР и дополнений к ним на разработку месторождения вступают в силу с момента утверждения ТСП, ТПР и дополнений к ним. Действие утвержденных ТСП, ТПР и дополнений к ним, включая их проектные решения и технологические показатели разработки распространяется на весь период календарного года, в котором они были утверждены.

IV. Промышленная разработка месторождения

4.1. К месторождениям, подготовленным для промышленной разработки, относятся месторождения, в отношении которых проведены исследования и мероприятия в соответствии с требованиями пунктов 2.6 - 2.12 настоящих Правил, а также выполнены следующие требования:

4.1.1. Прошедшие государственную экспертизу запасы нефти и (или) газа по категории С1 составляют не менее 30% от всех запасов и при соблюдении требований к изученности для категории запасов В1.

4.1.2. Определены добывные возможности скважин, изучены свойства нефти, свободного и растворенного газа, газового конденсата и содержащиеся в них основные полезные ископаемые, имеющие промышленное значение.

4.1.3. Изучены гидрогеологические, геокриологические, экологические и другие условия разработки месторождения с полнотой, достаточной для достоверного технического и экономического обоснования решения о порядке и условиях его промышленного освоения.

4.2. Подготовленная пользователями недр ТСП или ТПР (или дополнение к ним) направляется в Федеральное агентство по недропользованию для проведения государственной экспертизы запасов (по технико-экономическому обоснованию коэффициентов извлечения нефти, газа и газового конденсата) в соответствии с пунктом 10¹ Положения о государственной экспертизе запасов полезных ископаемых, геологической, экономической и экологической информации о предоставляемых в пользование участках недр, об определении размера и порядка взимания платы за ее проведение, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 11 февраля 2005 г. № 69 «О государственной экспертизе запасов полезных ископаемых, геологической, экономической и экологической информации о предоставляемых в пользование участках недр, размере и порядке взимания платы за ее проведение» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2005, № 8, ст. 651; 2006, № 32, ст. 3570; 2007, № 5, ст. 663; 2009, № 18, ст. 2248; 2014, № 6, ст. 594; 2015, № 50, ст. 7171; 2016, № 8, ст. 1133) (далее - Положение о государственной экспертизе запасов полезных ископаемых, геологической, экономической и экологической информации о предоставляемых в пользование участках недр, об определении размера и порядка взимания платы за ее проведение) и согласования с Комиссией.

4.3. Месторождение, по которому составлена и утверждена в порядке, установленном законодательством Российской Федерации о недрах ТСП, ТПР или дополнение к ним, считается введенным в промышленную разработку.

4.4. Для мелких и очень мелких месторождений допускается составление ТСР и перевод их в группу разрабатываемых при условии, что запасы указанных месторождений, прошедшие государственную экспертизу по оперативному изменению состояния запасов не требуют дополнительного проведения геологоразведочных работ, и уточнение геологического строения месторождения может быть проведено в процессе его освоения.

4.5. Необходимость составления технического проекта на разработку месторождения обосновывается недропользователем самостоятельно.

4.6. Дополнение к технологической схеме разработки (далее - ДТСР), дополнение к технологическому проекту разработки (далее - ДТПР) представляются с подсчетом запасов при изменении ранее утвержденных в установленном порядке геологических запасов категорий А+В1+В2 более чем на 20% от начальных запасов по месторождению, подсчетных параметров и (или) принципиальном изменении геологической модели месторождения.

4.7. При изменении числящихся на ГБЗ геологических запасов менее, чем на 20% по месторождению, в том числе при открытии новой залежи, подготавливается отчет по оперативному изменению состояния запасов, и на его основе составляется дополнение к ТСР и (или)ТПР, которые передаются в Федеральное агентство по недропользованию для проведения государственной экспертизы запасов (по технико-экономическому обоснованию коэффициентов извлечения нефти, газа и газового конденсата) в соответствии с пунктом 10¹ Положения о государственной экспертизе запасов полезных ископаемых, геологической, экономической и экологической информации о предоставляемых в пользование участках недр, об определении размера и порядка взимания платы за ее проведение, и согласования с Комиссией.

4.8. При необходимости опробования и внедрения технологии разработки новой для данных геолого-физических условий, а также для крупных и уникальных месторождений, недостаточно разведанных и (или) со сложным геологическим строением, в составе ТСР,ТПР и дополнений к ним допускается выделение участка для опытно-промышленных работ (далее - ОПР).

4.9. Дополнения к ТСР,ТПР могут быть представлены на основе ранее проведенного подсчета геологических запасов или оперативного изменения состояния запасов при сохранении ранее принятой геологической модели (далее - ГМ) в случаях:

а) отклонения фактической годовой добычи нефти и (или) свободного газа от проектной величины, превышающей установленное значение отклонений в соответствии с настоящими Правилами;

б) положительных результатах проведенных на месторождении ОПР и возможности их распространения на ЭО или изменении (не подтверждении) эффективности проводимых геолого-технологических (технических) мероприятий (далее - ГТМ);

в) необходимости изменения технологии и системы разработки ЭО (залежи).

4.10. Срок завершения разработки и переход к ликвидационным работам обосновывается вТПР или дополнении к нему.

V. Допустимые отклонения показателей разработки месторождения

5.1. Показателями, характеризующими выполнение технического проекта разработки месторождения, являются:

а) уровни добычи нефти и (или) свободного газа, утвержденные для категории запасов А+В1;

б) ввод новых скважин;

в) действующий фонд добывающих и (или) нагнетательных скважин.

5.2. Уровни добычи нефти и (или) свободного газа устанавливаются в соответствии с техническим проектом, согласованным с Комиссией.

Уровни добычи свободного газа включают, в том числе газ газовых шапок.

5.3. Уровни добычи нефти и (или) свободного газа для ППЭ (дополнений к нему) и участков ЭО ОПР, выделенных в техническом проекте, устанавливаются в соответствии с фактически достигнутыми.

5.4. Уровни отборов попутного газа и конденсата устанавливаются в соответствии с фактически достигнутыми. При наличии в продукции нефтяных добывающих скважин свободного газа из газовой шапки его объемы должны быть учтены отдельно.

5.5. Допускаются отклонения фактической годовой добычи нефти и (или) свободного газа по месторождению углеводородов от проектной величины, утвержденной в техническом проекте в соответствии с приложением к настоящим Правилам.

5.6. В случае отклонения уровня фактической годовой добычи нефти и (или) свободного газа от проектной сверх допустимых значений по месторождению, недропользователю необходимо установить причины отклонений и внести соответствующие изменения в процесс разработки месторождения или подготовить новый технический проект в течение года, следующего за отчетным.

5.7. В случае, когда часть месторождения выходит за пределы лицензионного участка и находится в нераспределенном фонде недр, другом субъекте Российской Федерации или принадлежит другому недропользователю, допустимые отклонения показателей, характеризующих выполнение технического проекта разработки месторождения, устанавливаются для каждого лицензионного участка месторождения отдельно.

5.8. Отклонения фактической годовой добычи нефти и (или) свободного газа от проектной по месторождению, принимаются как допустимые, в случае ограничений на их реализацию, связанных с обстоятельствами непреодолимой силы.

5.9. Допустимые отклонения фактической годовой добычи газа от проектной газовых и газоконденсатных месторождений, обеспечивающих газоснабжение исключительно местных потребителей, не регламентируются, если связаны с изменением спроса на газ.

Допустимые отклонения фактической годовой добычи нефти при сезонной добыче не регламентируются, если такой режим эксплуатации скважин предусмотрен техническим проектом разработки месторождения.

5.10. Для месторождений, находящихся в промышленной разработке, уровень добычи которых не регламентируется, а накопленная добыча нефти после 5 лет

с даты утверждения технического проекта превышает отклонение $\pm 50\%$ от проектной накопленной добычи нефти, недропользователем должен быть составлен новый технический проект.

5.11. Допускаются ежегодные отклонения по вводу новых скважин относительно установленных в ТСП, ТПР и дополнениях к ним. Отклонение в сторону увеличения количества вводимых новых скважин не регламентируется. Отклонения в сторону уменьшения количества вводимых новых скважин устанавливаются в объеме:

Количество скважин на месторождении согласно техническому проекту, штук.	Допустимое ежегодное отклонение (не более), процентов
до 10	не регламентируется
от 11 до 25	45
от 26 до 50	40
от 51 до 100	30
101 и более	20

В случае, если количество введенных новых скважин по итогу отчетного года находится в пределах допустимого отклонения, указанного в настоящем пункте, но при этом, по состоянию на начало очередного года, следующего за отчетным, накопленное количество новых скважин, введенных в течение предшествующих трех лет менее 80 процентов от предусмотренного в ТСП, ТПР и дополнениях к ним количества новых скважин, которые должны были быть введены в течение указанного периода, то требования ТСП, ТПР и дополнений к ним по вводу новых скважин считаются невыполненными.

В случае, если количество введенных новых скважин по итогу отчетного года находится за пределами допустимого отклонения, указанного в настоящем пункте, но при этом, по причине досрочного ввода новых скважин, по состоянию на начало очередного года, следующего за отчетным накопленное количество новых скважин, введенных в течение предшествующих трех лет, не менее 80 процентов от предусмотренного в ТСП, ТПР и дополнениях к ним количества новых скважин, которые должны были быть введены в течение указанного периода, то требования ТСП, ТПР и дополнений к ним по вводу новых скважин считаются выполненными.

Абзацы второй и третий настоящего пункта применяются после истечения трёх лет реализации проекта разработки месторождения.

5.12. Допускаются отклонения по действующему фонду добывающих скважин относительно установленных в ТСП, ТПР и дополнениях к ним. Отклонения в сторону увеличения количества добывающих скважин в действующем фонде не регламентируется. Отклонения в сторону уменьшения количества добывающих скважин в действующем фонде устанавливаются в объеме:

Количество скважин на месторождении согласно техническому проекту, штук.	Допустимое отклонение (не более), процентов
до 10	не регламентируется
от 11 до 50	40

от 51 до 200	30
201 и более	20

5.13. Допускаются отклонения по действующему фонду нагнетательных скважин относительно установленных в ТСП, ТПР и дополнениях к ним. Отклонения в сторону увеличения количества нагнетательных скважин в действующем фонде не регламентируется. Отклонения в сторону уменьшения количества нагнетательных скважин в действующем фонде устанавливаются в объеме:

Количество скважин на месторождении в соответствии с техническим проектом, штук.	Допустимое отклонение (не более), процентов
до 10	не регламентируется
от 11 до 50	40
от 51 до 200	30
201 и более	20

5.14. Отклонения технологических показателей разработки, превышающие показатели, предусмотренные пунктами 5.11 - 5.13 настоящих Правил, по причине ограничений на реализацию продукции, связанных с обстоятельствами непреодолимой силы, принимаются как допустимые.

5.15. Пользователь недр обеспечивает научное изучение и сопровождение разработки месторождения (ЭО), осуществляет самостоятельный анализ разработки месторождения (ЭО) и выполнения проектных решений, технологических показателей разработки месторождения (ЭО) и рациональной выработки (использованию) запасов углеводородов.

5.16. Пользователь недр имеет право принимать оперативные решения по рациональному использованию фонда скважин всех назначений без внесения изменений в ТСП, ТПР и дополнения к ним в случаях:

а) распространение проектной системы разработки на участки расширения площади продуктивного пласта, входящие в единый ЭО, выявленные по результатам уточнения геологического строения месторождения. При этом, распространение проектной системы разработки на участки расширения площади продуктивного пласта для крупных и уникальных месторождений не должно превышать 10% от площади продуктивного пласта ЭО

б) отмена проектных скважин на участках сокращения площади залежи;

в) изменение местоположения, назначения, конструкции скважин на локальных (не более 10% от проектного фонда скважин) участках продуктивного пласта, входящих в единый ЭО по результатам уточнения геологического строения или изысканий на местности;

г) перевод скважин, выполнивших проектное назначение, на другой ЭО;

д) проведение ГТМ, не меняющих основные положения технического проекта при условии, что уровни отбора нефти и (или) свободного газа находятся в пределах допустимых отклонений.