Нормативные документы в сфере деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору



Серия 08

Документы по безопасности, надзорной и разрешительной деятельности в нефтяной и газовой промышленности

Выпуск 31

ПРАВИЛА РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

2016

gost.e-ecolog.ru

Нормативные документы в сфере деятельности
Федеральной службы по экологическому,
технологическому и атомному надзору

Серия 08
Документы по безопасности, надзорной
и разрешительной деятельности
в нефтяной и газовой промышленности

Выпуск 31

ПРАВИЛА РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Москва
ЗАО НТЦ ПБ
2016

ББК 33н
П68

П68 **Правила разработки месторождений углеводородного сырья. Серия 08. Выпуск 31.** — М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2016. — 48 с.

ISBN 978-5-9687-0725-3.

Правила разработки месторождений углеводородного сырья устанавливают требования к разработке указанных месторождений и предназначены для использования Федеральным агентством по недропользованию, его территориальными органами, пользователями недр, иными органами и организациями.

ББК 33н

ISBN 978-5-9687-0725-3



© Оформление. Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2016

СОДЕРЖАНИЕ

Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 14.06.2016 № 356 «Об утверждении Правил разработки месторождений углеводородного сырья 5
Правила разработки месторождений углеводородного сырья 7
I. Общие положения 7
II. Подготовка месторождения к промышленной разработке 9
III. Технические проекты на промышленную разработку месторождений 13
IV. Промышленная разработка месторождения 15
V. Допустимые отклонения показателей разработки месторождения 18
VI. Требования к системе разработки месторождения 23
VII. Назначение скважин 26
VIII. Конструкции скважин, технологии вскрытия, крепления, перфорации продуктивных пластов и освоения скважин 28
IX. Учет фонда скважин 30
X. Ввод скважин в эксплуатацию 32
XI. Требования к эксплуатации скважин 33
XII. Ремонт скважин 35
XIII. Система обустройства месторождений, сбор, подготовка и транспортировка углеводородов 38

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2016

XIV. Учет и отчетность при разработке месторождений 41
XV. Документация по разработке месторождения и эксплуатации скважин 42
XVI. Завершение разработки месторождения 45
Приложение. Допустимые отклонения фактической годовой добычи нефти и (или) свободного газа по месторождению углеводородов от проектной величины, утвержденной в техническом проекте 46

МИНИСТЕРСТВО ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЭКОЛОГИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
(Минприроды России)

ПРИКАЗ

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;

* Зарегистрирован Минюстом России 26.08.2016, рег. № 43415, опубликован на Официальном интернет-портале правовой информации (gost.e-ecolog.ru [illegible]6, № опубл. 0001201608260045. (*Примеч. изд.*)

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2016

№ 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), приказываю:

Утвердить прилагаемые Правила разработки месторождений узлеводородного сырья.

Министр **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

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2016

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).

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2016

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 пользованием 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 С1+С2[1]. Недропользователь имеет право осуществлять бурение и добычу УВС из разведочных и эксплуатационных скважин (согласно решениям ППЭ) в границах запасов категории С2 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

[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)

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 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 геологотехническим нарядом или отдельными планами работ на скважине.

* Далее встречается также в формулировках «процесс разработки месторождения», «процесс разработки». (*Примеч. изд.*)

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2016

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+В2[2]. 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.

* Аббревиатура определена также в пункте 2.7. (*Примеч. изд.*)

[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)

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2016

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.

3.15. Проектные решения и технологические показатели разработки действующего ТСР, ТПР и дополнений к ним на разработку месторождения вступают в силу с момента утверждения ТСР, ТПР и дополнений к ним. Действие утвержденных ТСР, 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 ТСР или ТПР (или дополнение к ним) направляется в Федеральное агентство по не-

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2016

дропользованию для проведения государственной экспертизы запасов (по технико-экономическому обоснованию коэффициентов извлечения нефти, газа и газового конденсата) в соответствии с пунктом 10^1 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 ТСР, 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 10[1] 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 раннее 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;

* Далее не встречается. (*Примеч. изд.*)

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2016

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 в ТПР 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 ±50 % от проектной накопленной добычи нефти, недропользователем должен быть составлен новый технический проект.

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2016

5.11. Допускаются ежегодные отклонения по вводу новых скважин относительно установленных в ТСР, ТПР и дополнениях к ним. Отклонение в сторону увеличения количества вводимых новых скважин не регламентируется. Отклонения в сторону уменьшения количества вводимых новых скважин устанавливается 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 ТСР, ТПР и дополнениях к ним количества новых скважин, которые должны были быть введены в течение указанного периода, то требования ТСР, 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 ТСР, ТПР и дополнениях к ним количества новых скважин, которые должны были быть введены в течение указанного периода, то требования ТСР,

ТПР и дополнений к ним по вводу новых скважин считаются выполненными.

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

5.12. Допускаются отклонения по действующему фонду добывающих скважин относительно установленных в ТСР, 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 ТСР, 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 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

5.14. Отклонения технологических показателей разработки, превышающие показатели, предусмотренные пунктами 5.11–5.13

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2016

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 ТСР, 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.

VI. ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

6.1. Выделение эксплуатационных объектов разработки:

6.1.1. Целью выделения ЭО на месторождении является обеспечение рациональной разработки месторождения и достижение максимально возможных коэффициентов извлечения УВС (коэффициент извлечения нефти, коэффициент извлечения газа, коэффициент извлечения конденсата).

6.1.2. ЭО должен выделяться с запасами, достаточными для обеспечения продолжительной эксплуатации скважин. Выделяются и обосновываются самостоятельные (основные) и возвратные ЭО.

К основному эксплуатационному объекту относится: залежь нефти (газа), часть залежи или несколько залежей нефти (газа) объединенных в один ЭО, разрабатываемых единой сеткой эксплуатационных скважин.

К возвратному эксплуатационному объекту относится: залежь нефти (газа) или несколько залежей нефти (газа), объединенных в один ЭО, разработка которого/ых, как самостоятельного ЭО, технико-экономически нерентабельна, что обосновано в проектных технических документах (далее — ПТД).

6.1.3. Между выделяемыми ЭО должны быть выдержанные разделы из непроницаемых пород во избежание перетоков флюидов между близкими по глубине ЭО.

6.1.4. Залежи, объединяемые в один ЭО, должны быть близки по составу коллекторов и физико-химическим свойствам флюидов, величинам начальных пластовых давлений. Продуктивные пласты, к которым приурочены залежи одного ЭО, должны иметь одинаковые литологические характеристики и близкие фильтрационно-емкостные свойства. Не рекомендуется объединять в один ЭО залежи, приуроченные к гидрофильным и гидрофобным пластам-коллекторам, различным по типу породы коллектора, по типу пустотного пространства.

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2016

6.1.5. По залежам, запасы УВС которых учтены в ГБЗ отдельно и объединенные в техническом проекте разработки месторождения в один ЭО, должен осуществляться раздельный учет закачки рабочего агента и раздельный учет добываемых нефти, конденсата, газа, воды.

6.1.6. Для крупных многопластовых месторождений природного газа очередность ввода ЭО в разработку определяется с учетом динамики пластовых давлений, сроков ввода дожимной компрессорной станции (далее — ДКС*) или нагнетательной компрессорной станции (далее — НКС*), возможности использования энергии залежей с высоким пластовым давлением для бескомпрессорного транспорта газа, добываемого из залежей с низким пластовым давлением или соседних месторождений.

6.2. Целесообразность объединения залежей в ЭО обосновывается в техническом проекте разработки месторождения:

6.2.1. Разработка возвратного ЭО, нерентабельность которого доказана в техническом проекте разработки месторождения, должна быть предусмотрена скважинами, переводимыми с других ЭО, после выполнения ими проектного назначения.

6.2.2. Для оценки отклонений фактической добычи нефти и (или) свободного газа по месторождению углеводородов от проектной величины, утвержденной в техническом проекте разработки месторождения, используются уровни добычи нефти и (или) свободного газа, рассчитанные для категории запасов А+В1.

6.3. Система разработки определяет: схему размещения и конструкции скважин, способы заканчивания, количество (плотность сетки скважин) и назначение, режимы работы залежи в ЭО, рабочий агент для ППД** и вытеснения углеводородов.

Система разработки ЭО обосновывается в техническом проекте разработки месторождения.

6.4. Технологические показатели разработки месторождений:

6.4.1. Технологические показатели разработки месторождения, рассчитанные в ПТД в границах запасов УВС категорий А+В1 ис-

* Далее не встречается. (*Примеч. изд.*)

** Аббревиатура определена в пункте 6.5. (*Примеч. изд.*)

пользуются для текущего планирования добычи УВС, обустройства, объемов буровых и строительных работ.

6.4.2. Технологические показатели разработки месторождения, рассчитанные в границах запасов УВС категорий А+В1+В2 (в ППЭ по категории запасов С1+С2), используются для перспективного планирования добычи УВС, обустройства, объемов буровых и строительных работ.

6.4.3. Расчёт технологических показателей разработки ЭО месторождения проводится с использованием построенных трёхмерных геологических и гидродинамических моделей (далее — ГМ* и ГДМ** соответственно).

6.5. Выбор рабочего агента для поддержания пластового давления (далее — ППД) и воздействия на залежь УВС:

6.5.1. Рабочий агент, закачиваемый в ЭО должен:

а) обеспечивать химическую совместимость с пластовыми флюидами, без образования вторичных осадков, ухудшающих свойства пласта;

б) не ухудшать свойства УВС в пластовых условиях;

в) обеспечивать проектную приемистость.

6.5.2. Система ППД должна обеспечивать:

а) объемы закачки рабочего агента в ЭО и давление его нагнетания по скважинам, в соответствии с техническим проектом разработки месторождения;

б) подготовку рабочего агента до кондиций (по составу, физико-химическим свойствам, содержанию мехпримесей, кислорода, сероводорода и микроорганизмов), удовлетворяющих требованиям технического проекта разработки месторождения;

в) возможность систематических замеров рабочего давления и приемистости каждой скважины;

г) контроль качества рабочего агента с периодичностью, предусмотренной техническим проектом разработки месторождения;

д) требования по охране недр.

* Аббревиатура определена также в пункте 4.9. Далее не встречается. (*Примеч. изд.*)

** Далее не встречается. (*Примеч. изд.*)

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2016

6.6. При закачке в пласты сточных вод или других коррозионно-агрессивных рабочих агентов обсадные колонны скважин (эксплуатационное оборудование) должны быть защищены от вредного воздействия пакерующими устройствами, ингибиторами, коррозионностойким покрытием или другими методами.

6.7. Закачка в продуктивные пласты растворов химических реагентов, с целью интенсификации добычи или повышения коэффициент извлечения нефти (далее — КИН), коэффициент извлечения газа (далее — КИГ), коэффициент извлечения конденсата (далее — КИК) проводится в соответствии с технологией, обоснованной в техническом проекте.

6.8. Пользователь недр должен обеспечить ведение раздельного учета закачки рабочих агентов и добычи УВС поскважинно, с целью оценки дополнительной добычи по каждому применяемому методу интенсификации добычи или повышения КИН (КИГ, КИК).

6.9. В случае если из-за изменений условий производства работ требуется корректировка технических и технологических решений, влияющих на безопасное недропользование, соответствующие обоснования включаются в планы развития горных работ, подготавливаемых в порядке, установленном законодательством Российской Федерации.

VII. НАЗНАЧЕНИЕ СКВАЖИН

7.1. На стадиях поиска, разведки и разработки месторождений бурятся и выделяются скважины в соответствии с их назначением.

7.2. Опорные скважины проектируются и бурятся для изучения общего геологического строения и гидрогеологических условий залегания всей толщи пород и выявления закономерностей распространения комплексов отложений, благоприятных для нефтегазонакопления.

7.3. Параметрические скважины проектируются, бурятся на выявленных структурах с целью регионального изучения недр,

увязкой с другими методами региональных исследований; более детального изучения геологического строения разреза с полным отбором керна и максимальными данными по ГИС для выявления наиболее перспективных площадей с точки зрения проведения на них геолого-поисковых работ.

7.4. Структурные скважины проектируются, бурятся и служат для тщательного изучения структур, выявленных при бурении опорных и параметрических скважин, и подготовки проекта поисково-разведочного бурения на эти структуры.

7.5. Поисково-оценочные скважины проектируются и бурятся на подготовленных предыдущим бурением и геолого-физическими исследованиями перспективных структурах, площадях с целью опоискования и открытия новых месторождений или новых залежей на ранее открытых месторождениях.

7.6. Разведочные скважины проектируются и бурятся на площадях с установленной промышленной нефтегазоносностью с целью геологического изучения и оконтуривания залежей УВС, получения исходной информации для подсчета запасов УВС и составления технического проекта.

7.7. Эксплуатационные скважины проектируются и бурятся при реализации ППЭ и промышленной разработке месторождения:

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

нагнетательные — для проведения воздействия на залежь с целью ППД 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 УВС в период отработки.

7.8. Специальные скважины проектируются и бурятся для взрывных работ при сейсмических методах поисков и разведки месторождения, добычи технической воды (водозаборные скважины), сброса промысловых вод в непродуктивные поглощающие пласты (поглощающие скважины), разведки и добычи воды,

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2016

подготовки структур для подземных газохранилищ и закачки в них газа, ликвидации открытых фонтанов нефти и газа, экологического мониторинга подземных (питьевых) вод, перекачки рабочего агента в нагнетательные скважины и других целей.

7.9. 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.

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

7.10. Назначение скважин может меняться в процессе разработки месторождения на основании утвержденных решений технического проекта или в соответствии с подпунктом «в» пункта 5.16. настоящих Правил.

VIII. КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИН, ТЕХНОЛОГИИ ВСКРЫТИЯ, КРЕПЛЕНИЯ, ПЕРФОРАЦИИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН

8.1. Бурение поисковых, разведочных, эксплуатационных и других по назначению скважин на месторождении осуществляется в соответствии с рабочим проектом производства буровых работ (индивидуальным или групповым), разработанным и утвержденным в соответствии с законодательством Российской Федерации.

8.2. Требования по технологиям вскрытия продуктивных пластов бурением и крепления скважин, вскрытия продуктивных пластов перфорацией и освоения скважин, представленные в техническом проекте разработки месторождения, кроме типов профилей скважин, уточняются в рабочем проекте на бурение скважины и плане на освоение скважины.

8.3. Рабочий проект на бурение скважин (индивидуальный или групповой) всех назначений должен обеспечить надежную конструкцию скважин, качественное первичное вскрытие продуктивных пластов, крепление и разобщение пластов, возможность проведения ГИС, ГДИ и ремонтных работ, выполнение всех требований технического проекта разработки месторождения.

8.4. Геологическая служба пользователя недр, в соответствии с общей рекомендацией технического проекта разработки месторождения (ЭО), устанавливает профиль скважины в продуктивном пласте (ЭО), контролирует его проводку по данным ГИС и назначает интервалы перфорации или установки элементов конструкции забоя.

8.5. Контроль интервала перфорации должен осуществляться геофизическими методами.

В соответствии с техническим проектом и данными ГИС в каждой скважине, геологическая служба пользователя недр может назначать интервал вторичного вскрытия и виды оборудования забоя скважины.

8.6. Комплекс работ по освоению, включая работы по сохранению, восстановлению и повышению продуктивности пласта, необходимые для их реализации технические средства и материалы должны быть предусмотрены в рабочем проекте на бурение скважин. Освоение скважин проводят по индивидуальным и (или) типовым планам, составленным пользователем недр, в которых должны быть предусмотрены условия, обеспечивающие сохранение целостности цементного камня за эксплуатационной колонной за пределами интервала освоения ЭО, а также мероприятия по предотвращению:

а) деформации эксплуатационной колонны;

б) прорыва пластовых вод (подошвенных, верхних, нижних), газа из газовой шапки;

в) открытых нефтегазоводопроявлений;

г) снижения проницаемости призабойной зоны пласта;

д) загрязнения недр.

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2016

8.7. Ответственность за соблюдение проектов и качество бурения скважин возлагается на пользователя недр.

8.8. Бурение скважины считается законченным после выполнения всех работ, предусмотренных рабочим проектом на бурение скважины.

IX. УЧЕТ ФОНДА СКВАЖИН

9.1. Учет принятых на баланс нефтегазодобывающей организации скважин осуществляется в соответствии с требованиями настоящей главы и утвержденными формами статистической отчетности Российской Федерации.

9.2. К эксплуатационному фонду относятся добывающие и нагнетательные скважины, находящиеся в отчетный период в действующем, бездействующем фонде или в ожидании освоения.

9.3. Действующими считаются скважины, дававшие продукцию (находившиеся под закачкой) в последнем месяце отчетного периода независимо от числа дней их работы в этом месяце.

9.4. В действующем фонде находятся дающие продукцию (находящиеся под закачкой) скважины и остановленные по состоянию на конец месяца скважины из числа дававших продукцию (находившихся под закачкой) в этом месяце.

9.5. Бездействующими считаются скважины, не дававшие продукцию (не находившиеся под закачкой) в последнем месяце отчетного периода.

9.6. В бездействующем фонде отдельно учитываются скважины, остановленные в отчетном году и до начала года.

9.7. К скважинам, находящимся в освоении и ожидании освоения после бурения, относятся скважины, законченные бурением, принятые в фонд нефтегазодобывающей организации и не дававшие продукцию (не находившиеся под закачкой) в отчетном периоде.

9.8. Допустимая величина бездействующего фонда скважин в процентах от количества скважин эксплуатационного фонда устанавливаются в следующих величинах:

Фактический эксплуатационный фонд скважин, шт.	Допустимая величина бездействующего фонда скважин от эксплуатационного, %
менее 10	не регламентируется
от 11 до 50	20,0
от 51 до 200	15,0
от 201 до 500	12,5
более 500	10,0

9.9. Для газовых и газоконденсатных месторождений допустимая величина бездействующего фонда в период сокращения добычи газа, связанный с ограничением поставок газа в единую газотранспортную систему, не регламентируется при условии соблюдения допустимых технологических режимов их эксплуатации.

9.10. Для месторождений с сезонной эксплуатацией допустимые отклонения по бездействующему фонду скважин не устанавливаются.

9.11. Скважины, выбывшие из эксплуатационного фонда, могут переводиться в контрольный фонд для проведения исследовательских работ или в фонд консервации.

9.12. Скважины, выбывшие из эксплуатационного фонда и (или) выполнившие свое проектное назначение, на одном из ЭО разработки могут использоваться на другом ЭО (возвратный фонд).

9.13. Скважины, выполнившие свое проектное назначение и (или) дальнейшее использование которых нецелесообразно или невозможно, в том числе по техническим причинам, подлежат ликвидации.

9.14. Учет фонда скважин по назначению и состоянию ведется ежемесячно на основе документов первичного учета (в том числе: суточных рапортов о работе и простоев скважин, актов о принятии скважин на баланс юридического лица, осуществляющего добычу газа, и о вводе их в эксплуатацию, документов о консервации и ликвидации скважин). По окончании каждого месяца эти документы обобщаются, и фиксируется состояние всех скважин на конец месяца.

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2016

При составлении отчета по форме 2-ТЭК (газ) данные ежемесячного учета группируются в соответствии с показателями формы статистического наблюдения.

Скважины, в которых одновременно эксплуатируются два или более объектов, учитываются в соответствующем эксплуатационном фонде как одна скважина.

X. ВВОД СКВАЖИН В ЭКСПЛУАТАЦИЮ

10.1. При вводе скважины в эксплуатацию и включении ее в состав основных производственных фондов недропользователь должен иметь следующие документы на бумажном и электронном носителях:

а) рабочий проект на бурение скважины и геолого-технический наряд;

б) акты о начале и окончании бурения скважины;

в) акт об измерении альтитуды устья обсадной колонны и стола ротора;

г) материалы всех ГИС и заключения по ним;

д) замеры длин труб (мера труб), информацию о диаметре, толщине стенки и марке стали по интервалам, необходимые характеристики для неметаллических колонн;

е) акты на цементирование обсадных колонн, лабораторные анализы качества цемента и результаты измерения плотности цементного раствора в процессе цементирования, данные о выходе цемента на устье или высоте подъема цемента (диаграмму цементомера), мера труб, компоновка колонн, данные об удельном весе бурового раствора в скважине перед цементированием;

ж) акты испытания на герметичность всех обсадных колонн, а также устьевого и при необходимости внутрискважинного оборудования;

з) планы работ по опробованию или освоению объекта;

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

к) акты опробования или освоения каждого ЭО, с приложением данных исследования скважин (например, дебиты скважины с указанием объемов добычи флюидов и обводненности продукции, давлений пластового, забойного, устьевого, затрубного, межтрубного, анализы нефти, газа, конденсата и воды, данными ГДИ, промысловые ГИС);

л) заключения (акты) на испытания пластов в процессе бурения;

м) мера и тип насосно-компрессорных труб с указанием оборудования низа, глубины установки пусковых клапанов с приложением полной схемы внутрискважинного оборудования;

н) геологический журнал с описанием всего процесса бурения и освоения скважины;

о) документация о результатах геолого-технического контроля в процессе бурения;

п) паспорт скважины с данными о процессе бурения, нефтегазоводопроявлениях и поглощениях, о конструкции скважины;

р) акты о натяжении колонн (если натяжение предусмотрено проектом);

с) акты об оборудовании устья скважины;

т) акты о сдаче подрядчиком заказчику геологической и технической документации по скважине.

XI. ТРЕБОВАНИЯ К ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

11.1. Эксплуатация добывающих скважин осуществляется фонтанным и механизированным способом с подъемом пластовых флюидов по насосно-компрессорным трубам при соблюдении действующих норм и правил промышленной безопасности и безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами, в нефтегазодобывающей отрасли.

Способы эксплуатации скважин обосновываются в техническом проекте разработки месторождения.

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2016

11.2. Глубину спуска и типоразмеры скважинного оборудования указывают в планах ввода скважин в эксплуатацию (освоения) или в планах проведения ремонтных работ, в соответствии с технологическими и техническими расчетами.

11.3. Для эксплуатации добывающей скважины устанавливается технологический режим, обеспечивающий плановые отборы нефти, газа, конденсата и жидкости, предусмотренные техническим проектом при соблюдении условий надежности и безопасности эксплуатации скважин.

11.4. Технологический режим работы добывающих скважин характеризуется следующими основными параметрами:

а) пластовым, забойным и устьевым давлением (для месторождений, содержащих свободный газ);

б) дебитом жидкости (газа), обводненностью продукции, газовым фактором (выходом конденсата) и количеством механических примесей в продукции;

в) типоразмерами установленного внутрискважинного оборудования, режимами и временем его работы.

11.5. Для эксплуатации нагнетательной скважины устанавливается технологический режим, который обеспечивает закачку требуемых объемов рабочего агента в планируемом периоде, соблюдение условий надежности и безопасности эксплуатации скважин, предусмотренных техническим проектом и нормами закачки.

11.6. Технологический режим работы нагнетательных скважин характеризуется следующими основными параметрами:

а) пластовым, забойным и устьевым давлением;

б) приемистостью скважины и количеством механических примесей и нефти в закачиваемом агенте;

в) температурой закачиваемого агента (для паронагнетательных скважин);

г) типоразмерами установленного внутрискважинного оборудования, режимами и временем его работы.

11.7. При одновременно-раздельной эксплуатации нескольких ЭО в скважине должен быть обеспечен раздельный учет добываемой продукции и проведение промысловых исследований.

11.8. При одновременно-раздельной закачке рабочего агента в несколько ЭО в скважине должен быть обеспечен раздельный учет и проведение исследований.

11.9. Технологические режимы эксплуатации скважин назначает и утверждает пользователь недр, исходя из обеспечения проектных показателей не реже, чем один раз в квартал. Технологические режимы составляются с учетом утвержденного плана проведения ГТМ.

11.10. В процессе эксплуатации скважин должен быть обеспечен регулярный контроль технического состояния эксплуатационной колонны, работы оборудования, получение исходных данных, необходимых для оптимизации технологического режима.

11.11. Все первичные материалы контроля за эксплуатацией скважины и скважинного оборудования (на бумажных, магнитных и электронных носителях) подлежат обязательному хранению в фондах недропользователя на протяжении всего периода разработки месторождения (исключая оперативные журналы ежесуточного учета нефти, суточные рапорта по эксплуатации скважин, эхограммы и динамограммы, срок хранения которых ограничивается тремя годами либо сроком, позволяющим обеспечить соблюдение норм законодательства Российской Федерации о налогах и сборах).

XII. РЕМОНТ СКВАЖИН

12.1. Ремонт скважин подразделяется на капитальный и текущий.

12.2. При производстве капитального ремонта скважин (далее — КРС) или текущего ремонта скважин (далее — ТРС) не допускается применение технологических жидкостей, безвозвратно снижающих проницаемость призабойной зоны пласта (кроме изоляционных работ по отключению или водоограничению). В случае применения технологических жидкостей, снижающих проницаемость призабойной зоны пласта, в дальнейшем должны применяться мероприятия по ее восстановлению. Оборудование устья и

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2016

ствола скважины, плотность технологических жидкостей должны исключать открытые нефте-, газо- и водопроявления.

12.3. КРС, ТРС производят в соответствии с действующими нормами и правилами промышленной безопасности в нефтегазодобывающей отрасли; требованиями охраны недр и окружающей среды, а также правилами и инструкциями по эксплуатации применяемого оборудования и реализации технологических процессов.

12.4. Необходимость применения мероприятий по КРС, ТРС определяется текущим состоянием эксплуатации скважины, и осуществляется в соответствии со специальными планами, утвержденными недропользователем.

12.5. Работы по КРС, ТРС оформляют описанием ремонта (для КРС) и актом (для ТРС) по установленным формам и регистрируют в деле скважины.

12.6. Контроль и регулирование процесса разработки скважин:

12.6.1. Контроль за разработкой залежей УВС осуществляется в целях:

а) оценки эффективности принятой системы разработки ЭО в целом и отдельных технологических мероприятий по ее осуществлению;

б) получения информации, необходимой для регулирования процесса разработки и проектирования мероприятий по его совершенствованию.

12.6.2. Виды, объемы и периодичность исследований в процессе разработки месторождения определяются техническим проектом в соответствии с утвержденными методическими рекомендациями, в отдельных случаях, рабочими программами.

12.6.3. Для выполнения работ по контролю за процессом разработки и технологическими режимами эксплуатации скважины должны быть оборудованы специальными измерительными приборами в соответствии с техническим проектом.

12.6.4. Для контроля за параметрами эксплуатации скважины на устье устанавливают приборы (устройства) для измерения дав-

ления и устройства для отбора проб добываемой продукции. Обвязка скважин должна обеспечивать возможность индивидуального замера дебита жидкости и определение дебита газа, отбора проб добываемой продукции, замера устьевых давлений, эхометрирования, динамометрирования (для скважин оборудованных штанговыми глубинными насосами), спуска глубинных приборов для скважин фонтанного фонда.

12.6.5. Для наблюдения за режимом эксплуатации нагнетательных скважин на устье устанавливают приборы (устройства) для измерения давлений. Обвязка скважин должна обеспечивать индивидуальный замер объемов закачки (приемистости) устьевых давлений, спуск глубинных приборов.

12.6.6. Эксплуатация скважин, не оборудованных для вышеуказанных замеров и исследований, не допускается.

12.7. К основным методам и мероприятиям по регулированию разработки скважин относятся:

а) изменение режимов эксплуатации добывающих скважин (включая увеличение или ограничение отборов газа или жидкости, отключение высокообводненных скважин или скважин с аварийными прорывами свободного газа, форсированный отбор жидкости, периодическое изменение отборов);

б) изменение режимов эксплуатации нагнетательных скважин (включая увеличение или ограничение приемистости рабочего агента, перераспределение приемистости по скважинам, циклическая закачка);

в) увеличение гидродинамического совершенства скважин (например, дополнительная перфорация, различные методы воздействия на призабойную зону пласта, гидравлический разрыв пласта);

г) изоляция или ограничение различными технологиями непроизводительного водо(газо)притока в скважине (цементная заливка, создание внутри пласта искусственного непроницаемого экрана, применение химреагентов);

д) применение потокоотклоняющих технологий;

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2016

е) изменение интервалов перфорации в рамках ЭО;

ж) применение одновременно-раздельной эксплуатации скважин и одновременно-раздельной закачки воды на многопластовых месторождениях.

12.7.1. Совершенствование и развитие системы заводнения в соответствии со структурой текущих остаточных запасов (преобразование одной системы заводнения в другую, очаговое заводнение, перенос фронта нагнетания), предусмотренной в техническом проекте.

12.8. Для конкретных геолого-физических условий и для различных стадий разработки проектируется своя система контроля и регулирования разработки (учет добычи, закачки, их регулирование) в рамках рекомендуемого варианта разработки.

XIII. СИСТЕМА ОБУСТРОЙСТВА МЕСТОРОЖДЕНИЙ, СБОР, ПОДГОТОВКА И ТРАНСПОРТИРОВКА УГЛЕВОДОРОДОВ

13.1. Проектирование объектов обустройства месторождения осуществляется на основании технического проекта разработки месторождения, а также технического задания, утвержденных недропользователем с соблюдением действующих норм и правил промышленной безопасности в нефтегазодобывающей отрасли.

13.2. Технические решения по обустройству месторождения, рекомендованные в техническом проекте разработки месторождения или в дополнениях к нему, могут уточняться на стадии проектирования объектов обустройства при условии сохранения принятых систем разработки ЭО.

13.3. Проектирование обустройства месторождения допускается выполнять на основе прогнозных показателей разработки месторождения.

13.4. В составе проектной документации по обустройству промысловых объектов определяют инженерно-технические решения по:

а) системам сбора и внутрипромыслового транспорта нефти, газа (конденсата) и пластовой воды;

б) технологическим установкам, оборудованию и аппаратуре для промысловой подготовки нефти, газа, газового конденсата к транспорту или использованию на собственные нужды промысла;

в) предупреждению выпадения асфальтосмолопарафиновых отложений, солеотложений и гидратообразования в промысловых коммуникациях и оборудовании эксплуатационных скважин.

г) технологическим мероприятиям и техническим средствам для предупреждения коррозии оборудования;

д) технологическим мероприятиям и техническим средствам для контроля и регулирования работы добывающих и нагнетательных скважин;

е) средствам контроля и учета добычи нефти, газа, газового конденсата, воды по скважине, кусту скважин, установкам комплексной подготовки газа (далее — УКПГ*), установкам предварительной подготовки газа (далее — УППГ*) и ЭО в целом;

ж) оборудованию и приборам для определения кондиций подготовленных нефти, газа и конденсата;

з) обеспечению проектного уровня использования попутного газа;

и) водоснабжению, промысловой канализации, обработке и утилизации промышленных стоков;

к) средствам общепромысловой связи, системам автоматики и телемеханики, централизованного контроля и управления, мероприятиям по охране труда и промышленной безопасности;

л) электроснабжению и теплоснабжению промысловых объектов.

13.5. При проектировании обустройства промыслов на различных площадях крупного месторождения либо его отдельных ЭО учитывают имеющуюся промышленную инфраструктуру и (или) положения генеральной схемы обустройства месторождения (группы месторождений).

* Далее не встречается. (*Примеч. изд.*)

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2016

13.6. Система сбора нефти и (или) газа должна обеспечивать и предусматривать:

а) возможность регулирования распределения отборов по эксплуатационному фонду скважин для обеспечения равномерной выработки запасов УВС залежи по площади и разрезу.

б) минимизацию потерь пластовой энергии.

в) технологически обоснованное количество скважин, подключаемых к газосборному пункту.

г) возможность проведения газогидродинамических исследований и отбор проб пластовых флюидов скважин (групп скважин) для залежей, содержащих свободный газ.

д) устойчивость добычи к рискам аварий и чрезвычайных ситуаций (например, применение кольцевых схем промыслового газосборного коллектора), сохранение герметичности и минимизацию потерь УВС при авариях.

е) минимизацию технологических потерь добываемого сырья при обслуживании и профилактических работах.

ж) возможность ее реконструкции при изменении условий добычи.

з) возможность совместного транспорта сырья, добываемого из различных эксплуатационных объектов или объектов разработки.

и) использование энергии высоконапорных газовых скважин для транспорта низконапорного газа.

13.7. Совместный сбор продукции, добываемой из различных ЭО, не допускается, если:

а) подключаемый объект по содержанию коррозионно-агрессивных компонентов (сероводорода, углекислоты, органических кислот) не соответствует характеристикам существующей системы сбора;

б) рабочее давление в системе сбора существенно снижает добывные возможности скважин объекта с меньшим пластовым давлением.

13.8. Эксплуатация установок подготовки нефти, газа и конденсата проводится в строгом соответствии с утвержденными технологическими регламентами.

13.9. Для крупных длительно разрабатываемых месторождений природного газа при неравномерном снижении пластового давления должны рассматриваться варианты реконструкции системы сбора с раздельным сбором продукции скважин с высоким давлением и низконапорного газа.

13.10. Строительство объектов системы промыслового сбора, подготовки и транспорта продукции осуществляется в соответствии с проектной документацией на обустройство месторождения.

XIV. УЧЕТ И ОТЧЕТНОСТЬ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

14.1. Оперативный учет добытой нефти по скважинам осуществляют на основании данных замера дебита скважин по жидкости с помощью замерных устройств с учетом отработанного скважинами времени и процентного содержания попутно добываемой воды с применением сертифицированного оборудования.

14.2. Оперативный учет добычи газа и конденсата, добываемых из газовых скважин, осуществляют на основании данных замера дебита газа и содержания в продукции конденсата и воды с помощью замерных устройств и учетом отработанного времени с применением сертифицированного оборудования.

14.3. Оперативный учет добычи газа и конденсата, добываемых попутно с нефтью, осуществляют на основании учета добычи нефти и суммы замеров газа и конденсата на газовых линиях всех ступеней сепарации с учетом объема газа, оставшегося в нефти после последней ступени сепарации.

14.4. Замеры газовых факторов и объемов сепарированного газа на всех ступенях сепарации, дебитов газа производят по графику, составленному в соответствии с комплексом промысловых гидродинамических исследований, предусмотренных в техническом проекте разработки месторождения.

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2016

14.5. График замеров утверждается пользователем недр.

14.6. При содержании в газе попутных компонентов, запасы которых учтены в ГБЗ, их добычу учитывают по компонентам.

14.7. Количество добытых за месяц по ЭО и месторождению нефти, конденсата, газа и воды определяют путем суммирования отчетных данных по скважинам.

14.8. Количество добытых из каждой скважины за месяц нефти, конденсата и газа по данным оперативного учета для целей отчетности нормируют по данным коммерческих и оперативных узлов учета, потерь и использования УВС на собственные нужды. Количество добытой из каждой скважины за месяц воды нормируют по данным оперативных узлов учета системы сбора и подготовки добываемой продукции.

14.9. Пользователь недр обеспечивает достоверность данных учета добычи УВС и воды, а также закачки рабочих агентов.

XV. ДОКУМЕНТАЦИЯ ПО РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

15.1. Документация по разработке месторождения и эксплуатации скважин составляется недропользователем с целью систематизации и хранения информации, необходимой для:

а) перспективного и оперативного планирования технологических показателей разработки месторождения и составления отчетных документов по выполнению проектных решений;

б) проектирования разработки месторождения;

в) обоснования и планирования мероприятий, направленных на повышение эффективности систем разработки месторождения (ЭО), а также эксплуатации отдельных скважин, установок и оборудования, используемых в технологическом процессе добычи углеводородов;

г) контроля и мониторинга разработки месторождения (ЭО), оценки эффективности мероприятий по совершенствованию и регулированию процесса разработки;

д) учета и списания запасов нефти и свободного газа и попутных полезных компонентов;

е) планирования и контроля эффективности мероприятий по охране недр.

15.2. Документация, ведущаяся пользователем недр, должна соответствовать установленным единым формам и храниться на бумажных, магнитных, электронных или оптических носителях.

15.3. По видам документация подразделяется на первичную, сводную и обобщающую.

15.4. Первичная документация включает данные различных измерений и исследований, имеющих отношение к технологическим процессам добычи УВС и воды, закачки агентов вытеснения и ППД, акты о проведении различных видов работ в скважинах и на других нефте- и газопромысловых объектах. Первичная документация ведется недропользователем.

15.5. К основным первичным документам относятся:

а) акты опробования и испытания скважин;

б) описание кернового материала;

в) отчеты по результатам лабораторного исследования керна (стандартные и специальные методы);

г) результаты ГИС (в том числе: определения коллекторских свойств и параметров пластов);

д) результаты лабораторных исследований нефти, конденсата, газа и воды;

е) данные литолого-фациальных исследований пластов;

ж) журнал замеров продукции скважин и закачки вытесняющих агентов;

з) суточные рапорты или отчеты по эксплуатации скважин, полученные по системе телемеханики;

и) результаты гидродинамических, газоконденсатных, геохимических и промыслово-геофизических и сейсмических исследований (включая пластовое и забойное давление, профили притока, поглощения, температуры);

к) акты о перфорации скважин;

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2016

л) акты о выполненных работах по ТРС и КРС, а также материалы по проведенным в стволе скважин воздействиям на призабойную зону пласта (включая возврат, дострел, воздействие на призабойную зону пласта) без подъема (допуска) подземного оборудования, очистка обсадных и насосно-компрессорных труб мероприятиях.

15.6. Сводная документация систематизирует и объединяет информацию, содержащуюся в первичной документации, и заполняется в соответствующих структурных подразделениях недропользователя и подрядных организациях.

15.7. К основным сводным документам относят:

а) дело скважины (паспорт скважины, акты и отчеты обо всех мероприятиях, проводимых на скважине);

б) технологические режимы работы скважин;

в) сводные ведомости (ежемесячные отчеты), в том числе: по отбору нефти, газа, конденсата, воды, обводненности, учету времени работы скважины;

г) каталоги, таблицы, графики, диаграммы;

д) материалы, полученные от организаций, проводивших разведку, бурение скважин, подсчет запасов УВС, проектирование разработки и обустройства.

15.8. Обобщающая документация содержит обработанную информацию, содержащуюся в первичной и сводной документации по укрупненным объектам и показателям, и ведется пользователем недр.

15.9. К основным, обобщающим документам, относят:

а) форма статистической отчетности по движению запасов УВС;

б) геологические отчеты;

в) отчеты по состоянию и движению фонда скважин;

г) паспорт месторождения;

д) геологические профили и карты (в том числе, структурные, разработки, изобар, распределения запасов);

е) отчетные формы для федеральных органов исполнительной власти и органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации.

15.10. При сдаче лицензии недропользователь представляет в органы, выдавшие лицензию документацию и отчетность в соответствии с требованиями, установленными в лицензии на право пользования недрами и действующим законодательством Российской Федерации.

XVI. ЗАВЕРШЕНИЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

16.1. Решение о завершении разработки принимается на основании подготовленного пользователем недр технико-экономического обоснования завершения разработки и проведения ликвидационных работ при выполнении одного из следующих условий:

а) проектные решения ТПР или дополнения ТПР полностью реализованы, КИН (КИГ и КИК) достигнуты и числящиеся на ГБЗ извлекаемые запасы УВС полностью выработаны;

б) технологии и техническое оборудование, которые может использовать недропользователь, не позволяют проводить дальнейшую рентабельную разработку месторождения.

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2016

Приложение
к Правилам разработки месторождений углеводородного сырья

Допустимые отклонения фактической годовой добычи нефти и (или) свободного газа по месторождению углеводородов от проектной величины, утвержденной в техническом проекте

Проектный уровень годовой добычи нефти по месторождению, млн. т	Допустимое отклонение (±) фактической годовой добычи от проектной, %
до 0,01 (включительно)	не регламентируется
более 0,01 до 0,025 (включительно)	50,0
более 0,025 до 0,05 (включительно)	40,0
более 0,05 до 0,10 (включительно)	30,0
более 0,10 до 1,0 (включительно)	25,0
более 1,0 до 5,0 (включительно)	20,0
более 5,0 до 10,0 (включительно)	15,0
более 10,0 до 15,0 (включительно)	12,0
более 15,0 до 20,0 (включительно)	10,0
более 20,0 до 25,0 (включительно)	8,5
более 25,0	7,5
Проектный уровень годовой добычи свободного газа и (или) газа газовых шапок по месторождению, млрд. м^3	Допустимое отклонение (±) фактической годовой добычи от проектной, %
до 0,5 (включительно)	50
более 0,5 до 2 (включительно)	40
более 2 до 10 (включительно)	30
более 10	20

По вопросам приобретения
нормативно-технической документации
обращаться по тел./факсу
(495) 620-47-53 (многоканальный)
E-mail: gost.e-ecolog.ru

Подписано в печать 05.09.2016. Формат 60×84 1/16.
Гарнитура Times. Бумага офсетная.
Печать офсетная. Объем 3,0 печ. л.
Заказ № 733.
Тираж 20 экз.

Подготовка оригинал-макета и печать
Закрытое акционерное общество
«Научно-технический центр исследований
проблем промышленной безопасности»
105082, г. Москва, Переведеновский пер., д. 13, стр. 14

gost.e-ecolog.ru