



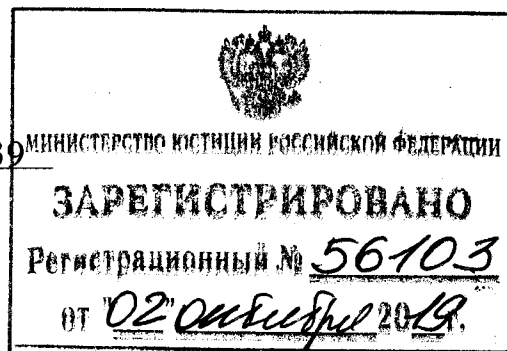
МИНИСТЕРСТВО ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЭКОЛОГИИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
(Минприроды России)

П Р И К А З

г. МОСКВА

20.09.2019

№ 639



Об утверждении Правил подготовки технических проектов 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; № 1, ст. 12; № 1, ст. 52; № 27, ст. 3996; № 29, ст. 4350; № 29 ст. 4359; 2016, № 15, ст. 2066; № 27, ст. 4212; 2017, № 31, ст. 4737; № 40, ст. 5750; 2018, № 23, ст. 3229; № 32, ст. 5135), 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; № 25, ст. 3811; № 28, ст. 4741; № 29, ст. 4816; № 38, ст. 5564; № 39, ст. 5658; № 49, ст. 6904; 2017, № 42, ст. 6163; 2018, № 26, ст. 3866; № 27, ст. 4077; № 30, ст. 4735; № 45, ст. 6949; № 46, ст. 7056; № 52, ст. 8274; 2019, № 19, ст. 2301; № 24, ст. 3095; № 29, ст. 4027; № 32, ст. 4723), 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; № 28, ст. 4741; № 29, ст. 4816), п р и к а з ы в а ю:

1. Утвердить прилагаемые Правила подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья (далее – Правила).

2. Признать утратившими силу:

главу II «Требования к структуре проекта пробной эксплуатации месторождения (залежи), технологической схемы опытно-промышленной разработки месторождения, залежей или участков залежей технологической схемы разработки и технологического проекта разработки» Требований к структуре и оформлению проектной документации на разработку месторождений углеводородного сырья, утвержденных приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 8 июля 2010 г. № 254 (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 17 сентября 2010 г., регистрационный № 18468);

приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 15 июля 2011 г. № 631 «О внесении изменения в Требования к структуре и оформлению проектной документации на разработку месторождений углеводородного сырья, утвержденные приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 8 июля 2010 г. № 254» (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 1 сентября 2011 г., регистрационный № 21725);

приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 9 апреля 2012 г. № 94 «О внесении изменения в Требования к структуре и оформлению проектной документации на разработку месторождений углеводородного сырья, утвержденные приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 8 июля 2010 г. № 254 «Об утверждении требований к структуре и оформлению проектной документации на разработку месторождений углеводородного сырья» (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 14 мая 2012 г., регистрационный № 24138).

3. Установить, что положения главы III «Требования к оформлению проектной документации» Требований к структуре и оформлению проектной документации на разработку месторождений углеводородного сырья, утвержденных приказом Минприроды России от 8 июля 2010 г. № 254 (зарегистрирован в Минюсте России 17 сентября 2010 г., регистрационный № 18468), не применяются к проектной документации на разработку месторождений углеводородного сырья, предусмотренной настоящими Правилами.

Исполняющий обязанности
Министра природных ресурсов
и экологии Российской Федерации


Д.Г.Храмов

УТВЕРЖДЕНЫ
приказом Минприроды
России
от 20.09.2019 № 639

Правила подготовки технических проектов 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; № 1, ст. 12; № 1, ст. 52; № 27, ст. 3996; № 29, ст. 4350; № 29 ст. 4359; 2016, № 15, ст. 2066; № 27, ст. 4212; 2017, № 31, ст. 4737; № 40, ст. 5750; 2018, № 23, ст. 3229; № 32, ст. 5135) (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; № 25, ст. 3811; № 28, ст. 4741; № 29, ст. 4816; № 38, ст. 5564; № 39, ст. 5658; № 49, ст. 6904; 2017, № 42, ст. 6163; 2018, № 26, ст. 3866; № 27, ст. 4077; № 30, ст. 4735; № 45, ст. 6949; № 46, ст. 7056; № 52, ст. 8274; 2019, № 19, ст. 2301; № 24, ст. 3095; № 29, ст. 4027; № 32, ст. 4723), 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; № 28, ст. 4741; № 29, ст. 4816).

1.2. Настоящие Правила устанавливают требования к составу и содержанию технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья (далее - УВС), расположенных на территории Российской Федерации, во внутренних морских водах, в территориальном море, 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. Настоящие Правила распространяются на проекты пробной эксплуатации месторождений (залежей), технологические схемы разработки, технологические проекты разработки и дополнения к ним.

II. Общие требования к подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья

2.1. Техническими проектами разработки месторождений УВС являются проектные технические документы (далее - ПТД), включающие: проект пробной эксплуатации месторождения (залежи) (далее - ППЭ) и дополнение к нему (далее - ДППЭ), технологическую схему разработки месторождения (далее - ТСР) и дополнение к ней (далее - ДТСР), технологический проект разработки месторождения (далее - ТПР) и дополнение к нему (далее - ДТПР), составленные на геологические запасы, прошедшие государственную экспертизу запасов полезных ископаемых, либо на геологические запасы, представленные на государственную экспертизу запасов полезных ископаемых совместно с ПТД.

2.2. Проектные решения основываются на имеющейся у недропользователя геологической информации о недрах, на результатах расчетов технологических и экономических показателей разработки месторождений.

2.3. Исходная информация для составления ПТД на разработку месторождений:

- а) лицензия на пользование недрами и условия пользования участком недр;
- б) техническое задание на проектирование;
- в) протоколы ранее согласованных ПТД комиссией, создаваемой Федеральным агентством по недропользованию в соответствии с 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, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 03.03.2010 № 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; 2016, № 51, ст. 7388; 2018, № 33, ст. 5423; 2019, № 18, ст. 2253) (далее – постановление Правительства Российской Федерации от 03.03.2010 № 118);

г) результаты сейсмических, геофизических, гидродинамических (газодинамических) и промысловых исследований скважин и пластов;

д) данные бурения всех категорий скважин;

е) последний отчет по подсчету запасов УВС, прошедший государственную экспертизу запасов полезных ископаемых в соответствии со статьей 29 Закона Российской Федерации «О недрах» (далее – государственная экспертиза запасов полезных ископаемых), и протокол об утверждении Федеральным агентством по недропользованию в порядке, установленном Положением 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, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 11.02.2005 № 69 (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; 2018, № 33, ст. 5423) (далее – постановление Правительства Российской Федерации от 11.02.2005 № 69), заключения государственной экспертизы запасов полезных ископаемых в отношении указанного отчета;

ж) ежемесячные сведения по эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин с начала разработки месторождения, в том числе: справка по добыче нефти, газа и конденсата по объектам (пластам) месторождения на дату составления ПТД с подписью ответственного лица и печатью предприятия (при наличии печати), справка по использованию попутного нефтяного газа (далее - ПНГ) и мероприятиях по увеличению процента использования ПНГ до 95% с подписью ответственного лица и печатью предприятия (при наличии печати);

з) результаты лабораторных исследований керна и пластовых флюидов;

и) результаты промысловых испытаний различных технологий воздействия на пласт;

к) гидрогеологические, инженерно-геологические условия, включая геокриологические условия в районах распространения многолетнемерзлых пород;

л) информация для проведения технико-экономических расчетов, в том числе: калькуляция себестоимости добычи УВС с выделением статей по направлениям затрат (на дату начала расчетов) с подписью ответственного лица и печатью предприятия (при наличии печати), справка о средней стоимости работ по бурению скважин (вертикальных скважин, горизонтальных скважин, боковых горизонтальных стволов, боковых стволов), промысловому обустройству, применяемых технологий повышения нефтеотдачи пластов (включая гидроразрыв пласта, обработка призабойной зоны), изоляционным работам (включая ремонтно-

изоляционные работы, ликвидация заколонных перетоков) с подписью ответственного лица и печатью предприятия (при наличии печати);

м) дополнительные материалы по запросу организации-составителя ПТД.

III. Технические проекты разработки месторождений углеводородного сырья

3.1. Проект пробной эксплуатации месторождения (залежи):

3.1.1. ППЭ и ДППЭ составляются на стадии разведки для месторождения (залежи) с целью получения информации для уточнения геологического строения, добывных возможностей, в том числе с использованием различных технологий интенсификации добычи УВС, выполнения подсчета запасов и подготовки месторождения к промышленной разработке.

3.1.2. ППЭ или ДППЭ для крупных и уникальных месторождений могут составляться по части месторождения (залежи) в пределах отдельного лицензионного участка, при условии, что предложенные проектные решения (расположение скважин, их конструкция, уровни отборов) согласованы между пользователями недр прилегающих лицензионных участков в пределах одного месторождения.

3.1.3. В ППЭ и ДППЭ выделяются участки пробной эксплуатации в пределах категории запасов С1+С2. Недропользователь имеет право осуществлять бурение и добычу УВС из разведочных и эксплуатационных скважин (согласно решениям ППЭ) в границах запасов категории С2 при условии представления результатов пробной эксплуатации, обосновывающих геологических материалов и документов для проведения государственной экспертизы оперативного изменения состояния запасов до конца года, в котором начата добыча. Изменения категории запасов и их количество учитываются в государственном балансе запасов полезных ископаемых (далее – ГБЗ) по состоянию на 1 января года, следующего за годом внесения оперативных изменений.

3.1.4. ППЭ утверждается на следующие сроки, начиная с года начала его реализации:

- а) три года – для мелких и очень мелких месторождений;
- б) пять лет – для средних месторождений;
- в) семь лет – для крупных и уникальных месторождений, а также для морских месторождений вне зависимости от категории месторождения.

При наличии пяти и более эксплуатационных объектов (далее – ЭО) для мелких и очень мелких месторождений, срок ППЭ или ДППЭ может увеличиться до пяти лет, для средних месторождений – до 7 лет.

Сроки пробной эксплуатации месторождения (залежи), в случае необходимости проведения промышленных испытаний новой для данных геолого-физических условий технологии разработки, могут быть дополнительно продлены на срок, не превышающий три года, путем подготовки и согласования ДППЭ в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации

от 03.03.2010 № 118.

Прогнозные годы в ППЭ и ДППЭ нумеруются порядковыми числительными, начиная с первого года. Первым прогнозным годом считается год, в котором будет начата добыча УВС согласно данному ППЭ или ДППЭ.

3.1.5. ППЭ или ДППЭ могут представляться недропользователем в Федеральное агентство по недропользованию для проведения государственной экспертизы запасов полезных ископаемых в порядке, установленном постановлением Правительства Российской Федерации от 11.02.2005 № 69, и для согласования ППЭ в порядке, установленном постановлением Правительства Российской Федерации от 03.03.2010 № 118, как отдельно, так и одновременно с документами и материалами по оперативному изменению состояния запасов углеводородного сырья по результатам геолого-разведочных работ и переоценки этих запасов. Одновременно с ППЭ или ДППЭ в Федеральное агентство по недропользованию недропользователем представляются оригиналы документов, предусмотренных подпунктами «ж» (исключая ежемесячные сведения по эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин с начала разработки месторождения) и «л» пункта 2.3 настоящих Правил.

3.1.6. В ППЭ и ДППЭ представляется один вариант разработки с вовлечением запасов категории С1 + С2 для перспективного планирования обустройства месторождения, объемов буровых и строительных работ. Для этого варианта рассчитываются технико-экономические показатели до конца расчетного периода.

3.1.7. ППЭ и ДППЭ должны включать программу научно-исследовательских работ и доразведки месторождения, обеспечивающую получение всей необходимой информации для выполнения подсчета запасов и составления ТСР. По результатам реализации программы проводятся исследования и устанавливаются данные:

а) литолого-стратиграфический разрез, положение в этом разрезе нефтегазонасыщенных продуктивных пластов и непроницаемых разделов, основные закономерности в литологической изменчивости продуктивных горизонтов месторождения по площади и разрезу;

б) наличие и характер тектонических нарушений;

в) гипсометрическое положение контактов газ-нефть-вода в разных частях залежи, форма и размеры залежи;

г) общая эффективная и нефтегазонасыщенная толщина продуктивных пластов, их изменения в пределах контуров нефтегазоносности;

д) тип, минеральный и гранулометрический состав пород продуктивных пластов;

е) фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов (в том числе: пористость, проницаемость, параметры трещин для трещиноватых коллекторов);

ж) геомеханические свойства пород;

з) начальные значения нефтегазонасыщенности пород-коллекторов, характер их изменения по площади и разрезу продуктивных пластов;

и) значения начальных пластовых давлений и температур всех продуктивных пластов;

к) гидрогеологические условия и режимы залежей, геокриологические условия месторождения и прилегающих районов (при разведке в районах распространения многолетнемерзлых пород);

л) состав и физико-химические свойства пластовой нефти (в том числе: давление насыщения нефти газом, газосодержание, плотность, вязкость, объемный коэффициент и сжимаемость в пластовых условиях, коэффициент усадки);

м) состав и физико-химические свойства нефти, разгазированной до стандартных условий (плотность, кинематическая вязкость, молекулярная масса, температуры начала кипения и застывания, температура насыщения нефти парафином, процентное содержание парафинов, асфальтенов, селикагелевых смол, серы);

н) компонентный состав и физико-химические свойства газа в пластовых и стандартных условиях (в том числе: плотность по воздуху, сжимаемость);

о) компонентный состав и физико-химические свойства конденсата (давление начала конденсации, усадка нестабильного конденсата, пластовые изотермы конденсации, зависимость выхода конденсата от давления, давление максимальной конденсации, потенциальное содержание конденсата C₅₊ в пластовом газе, плотность, молекулярная масса, начало и конец кипения стабильного конденсата, содержание парафинов, смол и серы);

п) физико-химические свойства пластовых вод (в том числе: плотность, вязкость, наличие примесей, температура);

р) смачиваемость (гидрофильность, гидрофобность) пород-коллекторов продуктивных пластов;

с) зависимости относительных фазовых проницаемостей и капиллярного давления от водонасыщенности пород-коллекторов продуктивных пластов;

т) относительные фазовые проницаемости для нефти, газа и воды, значения капиллярного давления и остаточной нефтенасыщенности при вытеснении нефти рабочими вытесняющими агентами;

у) средние значения коэффициентов теплопроводности, удельной теплоемкости пород и насыщающих их жидкостей (для залежей с нефтью повышенной вязкости);

ф) другие параметры и величины, необходимые для корректного построения геологической и гидродинамической (газодинамической) моделей.

3.1.8. ДППЭ составляется по данным разведочного и эксплуатационного бурения в случае:

а) изменения границ месторождения или участков пробной эксплуатации на залежах, выделенных в последнем утвержденном ПТД в связи с уточнением представлений о геологическом строении месторождения или залежей;

б) выявления новых продуктивных пластов;

в) выделения дополнительных участков пробной эксплуатации на залежах, выявленных после утверждения ПТД;

г) необходимости изменения выделенных ЭО;

д) уточнения или изменения технологических решений по системе разработки.

3.1.9. В случае отсутствия необходимых исходных данных в ППЭ и дополнения к нему могут не включаться следующие разделы отчета:

- а) состояние разработки месторождения;
- б) модели месторождения;
- в) методы интенсификации добычи УВС и повышения коэффициента извлечения УВС пластов;
- г) анализ фактических режимов эксплуатации добывающих скважин.

3.1.10. Для газовых, газоконденсатных, нефтегазоконденсатных и морских месторождений, ввиду особенностей их разработки, напрямую увязанных с полномасштабной системой обустройства, проектирование может начинаться с ТСР. В случае, если проектирование разработки газовых, газоконденсатных, нефтегазоконденсатных и морских месторождений начинается с ТСР, все данные, предусмотренные пунктом 3.1.7 настоящих Правил, определяются на этапе разведки.

3.2. Технологическая схема разработки:

3.2.1. ТСР и ДТСР являются ППД, определяющими систему разработки месторождения с начала промышленной разработки на период разбуривания эксплуатационного фонда скважин.

3.2.2. ТСР, а также документы и материалы по подсчету запасов УВС, на основании которых подготовлена ТСР, представляются недропользователем одновременно в Федеральное агентство по недропользованию для проведения государственной экспертизы запасов полезных ископаемых в порядке, установленном постановлением Правительства Российской Федерации от 11.02.2005 № 69, и для согласования ТСР в порядке, установленном постановлением Правительства Российской Федерации от 03.03.2010 № 118. Одновременно с ТСР в Федеральное агентство по недропользованию недропользователем представляются оригиналы документов, предусмотренных подпунктами «ж» (исключая ежемесячные сведения по эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин с начала разработки месторождения) и «л» пункта 2.3 настоящих Правил.

3.2.3. Для крупных и уникальных месторождений УВС допускается составление ТСР и ДТСР для одного или нескольких ЭО, разрабатываемых с использованием общей системы сбора и подготовки продукции.

3.2.4. Допускается составление единых ТСР и ДТСР для группы месторождений УВС с общей системой сбора и подготовки продукции с разделением показателей разработки по месторождениям. Проектные решения и показатели разработки месторождения в ППД планируются до конца разработки.

3.2.5. В случае, когда часть месторождения выходит за пределы участка недр, предоставленного в пользование на основании лицензии на пользование недрами (далее – лицензионного участка), и находится в нераспределенном фонде недр или предоставлена в пользование на основании лицензий другому(им) недропользователю(ям), ТСР и ДТСР составляются для месторождения в целом с разделением технологических показателей разработки по лицензионным участкам всех недропользователей, а также для части месторождения, находящейся

в нераспределенном фонде недр.

3.2.6. ДТСП для крупных и уникальных месторождений могут составляться по отдельному лицензионному участку, при условии, что предложенные проектные решения (расположение скважин, их конструкция, уровни отборов) согласованы между пользователями недр прилегающих лицензионных участков. Технологические показатели разработки в ТСП и ДТСП рассчитываются до конца срока разработки.

3.2.7. Основные задачи ТСП и ДТСП:

- а) выделение ЭО;
- б) создание трехмерной гидродинамической модели (далее – ГДМ) месторождения на основе выполненной при подсчете запасов геологической модели;
- в) обоснование систем разработки и технологий воздействия;
- г) планирование методов интенсификации добычи УВС;
- д) прогноз технологических показателей разработки;
- е) обоснование коэффициентов извлечения УВС из пластов;
- ж) технико-экономическое обоснование варианта разработки, рекомендуемого для согласования в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 03.03.2010 № 118;
- з) подготовка программы исследовательских работ, мониторинга и контроля разработки и доразведки месторождения.

3.2.8. В ТСП и ДТСП обосновываются мероприятия по повышению коэффициентов извлечения УВС на основе анализа эффективности применения гидродинамических, физико-химических, газовых, тепловых и иных методов увеличения нефте- и (или) газо- и (или) конденсатоотдачи, рекомендуются мероприятия по достижению установленного норматива использования ПНГ.

3.2.9. Коэффициенты извлечения и извлекаемые запасы УВС, обоснованные в ТСП и ДТСП, проходят государственную экспертизу запасов полезных ископаемых с постановкой на ГБЗ.

3.2.10. В случае, если первым техническим документом на разработку месторождения является ТСП, то прогнозные годы нумеруются порядковыми числительными начиная с первого года. Первым прогнозным годом считается год, в котором будет начата добыча УВС, согласно данной ТСП и условий пользования недрами.

3.2.11. При необходимости опробования и внедрения технологии разработки новой для данных геолого-физических условий, а также для крупных и уникальных месторождений УВС, недостаточно разведанных и (или) со сложным геологическим строением, в составе ТСП и дополнений к ним допускается выделение участка (участков) опытно-промышленной разработки (далее - ОПР). Технологические и технико-экономические показатели разработки для этого участка (участков) рассчитываются отдельно. Срок проведения ОПР для утвержденной технологии не превышает 7 (семи) лет, уровни добычи в этот период по участку (участкам) ОПР не регламентируются и не учитываются в суммарном уровне добычи, утвержденном

по месторождению.

3.2.12. ДТСР представляются недропользователем на согласование в Федеральное агентство по недропользованию одновременно с документами и материалами по подсчету запасов (при изменении утвержденных начальных геологических запасов более, чем на 20% по месторождению) или оперативному изменению состояния запасов (при изменении утвержденных начальных геологических запасов менее, чем на 20% по месторождению) при изменении подсчетных параметров и (или) геологической модели (в том числе при открытии новой залежи), представляемыми для проведения государственной экспертизы запасов полезных ископаемых в порядке, установленном постановлением Правительства Российской Федерации от 11.02.2005 № 69 и для согласования ДТСР в порядке, установленном постановлением Правительства Российской Федерации от 03.03.2010 № 118. Одновременно с ДТСР в Федеральное агентство по недропользованию недропользователем представляются оригиналы документов, предусмотренных подпунктами «ж» (за исключением ежемесячных сведений по эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин с начала разработки месторождения) и «л» пункта 2.3 настоящих Правил.

3.2.13. ДТСР представляются на согласование в порядке, установленном постановлением Правительства Российской Федерации от 03.03.2010 № 118, без документов и материалов по подсчету запасов или оперативному изменению состояния запасов, представляемых для проведения государственной экспертизы запасов полезных ископаемых, в следующих случаях:

а) отклонения фактической или ожидаемой годовой добычи нефти и (или) газа от проектной, превышающего установленное значение отклонений;

б) получения положительных результатов, проведенных на месторождении ОПР, и возможности их распространения на объект разработки или изменения (не подтверждения) эффективности проводимых геолого-технологических (технических) мероприятий (далее - ГТМ);

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

3.2.14. В ДТСР, выполняемом в целом по месторождению, анализируется выполнение утвержденного ПТД за рассматриваемый период, при необходимости обосновывается изменение системы разработки, уточняются геологические и гидродинамические (газодинамические) модели ЭО (залежей), уточняются проектные решения и технико-экономические показатели, проводится планирование применения новых эффективных методов воздействия на пласты, не предусмотренных в последнем утвержденном ПТД.

3.2.15. Допускается составление ДТСР по упрощенной схеме для месторождений, содержащих несколько ЭО при выполнении условий, предусмотренных пунктом 3.2.12 настоящих Правил, в следующих случаях:

а) при выявлении новых залежей после составления последнего утвержденного ПТД, если технологические решения и прогнозные уровни добычи по остальным залежам (ЭО) не изменяются или находятся в пределах допустимых

отклонений;

б) при изменении технологических решений и прогнозных уровней добычи УВС для одного или нескольких ЭО.

В случае составления ДТСР по упрощенной схеме для месторождений, содержащих несколько ЭО, построение геологической и гидродинамической модели и проведение технико-экономических расчетов осуществляются для новых залежей или ЭО с изменяемыми технологическими решениями или прогнозными уровнями добычи УВС. Для остальных ЭО рассматривается один, утвержденный действующим ПТД, вариант разработки с выходом на ранее утвержденный коэффициент извлечения нефти (далее – КИН), коэффициент извлечения газа (далее – КИГ), коэффициент извлечения конденсата (далее – КИК), с показателями разработки на основе актуализированной ГДМ на дату составления ДТСР.

3.3. Технологический проект разработки:

3.3.1. ТПР составляется для месторождений с долей начальных геологических запасов категории А по основному полезному ископаемому более 75%.

3.3.2. Основные задачи ТПР и ДТПР:

- а) определение структуры остаточных запасов УВС;
- б) уточнение ГДМ продуктивных пластов;
- в) подготовка мероприятий по рациональному использованию пробуренного фонда скважин;
- г) составление программы применения методов интенсификации добычи и повышения коэффициента извлечения УВС;
- д) обоснование коэффициентов извлечения и остаточных запасов УВС на момент завершения разработки;
- е) определение общих требований для обеспечения экологической безопасности при консервации законченной разработкой месторождения и ликвидации промысловых объектов.

3.3.3. Для крупных и уникальных месторождений УВС допускается составление ТПР и ДТПР для одного или нескольких ЭО, разрабатываемых с использованием общей системы сбора и подготовки продукции.

3.3.4. Допускается составление единых ТПР и дополнений к ним для группы месторождений УВС с общей системой сбора и подготовки продукции с разделением показателей разработки по месторождениям. Проектные решения и показатели разработки месторождения в ПТД планируются до конца разработки.

3.3.5. В случае, когда часть месторождения выходит за пределы лицензионного участка и находится в нераспределенном фонде недр или предоставлена в пользование на основании лицензий другому(им) недропользователю(ям), ТПР и (или) ДТПР составляются для месторождения в целом с разделением технологических показателей разработки по лицензионным участкам всех недропользователей, а также для части месторождения, находящейся в нераспределенном фонде недр.

3.3.6. ТПР и (или) ДТПР могут составляться по отдельному лицензионному участку при условии, что предложенные проектные решения (расположение