МИНИСТЕРСТВО ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЭКОЛОГИИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
(Минприроды России)

П Р И К А З

г. МОСКВА

20.09.2019 № 639

МИНИСТЕРСТВО ЮСТИЦИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ЗАРЕГИСТРИРОВАНО
Регистрационный № 56103
от 02 октября 2019 г.

Об утверждении Правил подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья

В соответствии с Законом Российской Федерации от 21 февраля 1992 г. № 2395-I «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-I «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 пользованием 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 С5+ 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 ПТД, 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 ПТД 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. ДТСР 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 ТСР и ДТСР рассчитываются до конца срока разработки.

3.2.7. Основные задачи ТСР и ДТСР:

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 ТСР и ДТСР 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 ТСР и ДТСР, проходят государственную экспертизу запасов полезных ископаемых с постановкой на ГБЗ.

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

скважин, их конструкция, режимы работы, уровни отборов) согласованы между пользователями недр прилегающих лицензионных участков. Технологические показатели разработки в ТПР и ДТПР рассчитываются до конца срока разработки месторождения.

3.3.7. 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 ТПР и дополнений к ним допускается выделение участка (участков) 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.

3.3.8. ДТПР представляются на согласование в Федеральное агентство по недропользованию одновременно с документами и материалами по подсчету запасов (при изменении числящихся на ГБЗ утвержденных начальных геологических запасов более, чем на 20% по месторождению) или оперативным изменением состояния запасов (при изменении числящихся на ГБЗ 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), для проведения государственной экспертизы запасов полезных ископаемых в порядке, установленном постановлением Правительства Российской Федерации от 11.02.2005 № 69, и для согласования ДТПР в порядке, установленном постановлением Правительства Российской Федерации от 03.03.2010 № 118. Одновременно с ДТПР 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.

3.3.9. ДТПР 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 годовой или ожидаемой 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 изменении (не подтверждения) эффективности проводимых ГТМ;

в) необходимости изменения технологии и системы разработки.

3.3.10. Допускается составление ДТПР по упрощенной схеме для месторождений, содержащих несколько объектов разработки, при выполнении условий, предусмотренных пунктом 3.3.8 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 объектов разработки.

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

3.3.11. В ТПР и ДТПР анализируется реализуемая система разработки, и предлагаются мероприятия, направленные на достижение максимально возможных рентабельных коэффициентов извлечения УВС, использования ПНГ и прочих попутных полезных ископаемых, извлекаемых при добыче нефти и (или) газа.

3.3.12. ДТПР составляются по результатам реализации мероприятий, предусмотренных в ТПР. В ДТПР анализируется выполнение утвержденного ПТД за рассматриваемый период, уточняются проектные решения и технологические показатели, проводится планирование применения новых эффективных методов воздействия на пласт, не предусмотренных в утвержденном ПТД.

IV. Техническое задание

4.1. Для составления ПТД предусматривается составление Технического задания. В Техническом задании для каждого вида ПТД в соответствии с главой III настоящих Правил прописываются основные положения, отвечающие целям и задачам данного ПТД.

4.2. В Техническом задании указываются перечень информации, предоставляемой составителю (проектировщику) ПТД, и дата, по состоянию на которую составляется ПТД.

V. Основные требования к проектированию разработки месторождений углеводородного сырья

5.1. Принимаемые для проектирования запасы УВС:

5.1.1. Для месторождений, находящихся в разведке (категории С1 и С2), геологические запасы утверждаются на основании государственной экспертизы оперативного изменения состояния запасов, извлекаемые запасы УВС и коэффициенты извлечения нефти (КИН), газа (КИГ), конденсата (КИК)

утверждаются на основании государственной экспертизы запасов полезных ископаемых в части обоснования технико-экономических расчетов по рекомендуемому варианту разработки, рассчитанному в ППЭ месторождений (залежей) или экспертных оценок, упрощенных статистических способов определения коэффициентов извлечения:

а) эмпирических методов;

б) покоэффициентного метода;

в) метода аналогий.

КИН, КИГ и КИК, рассчитанные при помощи ГДМ, не являются приоритетными, а рассматриваются как дополнительный инструмент обоснования в рамках ППЭ.

5.2. Выделение эксплуатационных объектов:

5.2.1. ЭО включает залежь нефти (газа) или часть залежи или несколько залежей нефти (газа).

5.2.2. Целью выделения ЭО на месторождении является обеспечение рациональной разработки месторождения и достижение максимально возможных, экономически целесообразных коэффициентов извлечения УВС (КИН, КИГ, КИК).

5.2.3. ЭО выделяется при условии наличия достаточных запасов УВС на единицу площади (удельные запасы) для обеспечения продолжительной эксплуатации скважин и наличия разделов из непроницаемых пород во избежание перетоков флюидов между соседними ЭО.

5.2.4. При ожидаемой низкой технологической эффективности или нерентабельности разработки отдельных пластов самостоятельными сетками скважин возможна совместная эксплуатация пластов или комбинирование вариантов, например: совместная эксплуатация пластов в добывающих скважинах при организации раздельной закачки рабочего агента в каждый пласт через самостоятельные нагнетательные скважины; создание дифференцированного давления нагнетания в пласты (группы пластов) с разными проницаемостями; применение оборудования для одновременно-раздельной добычи и одновременно-раздельной закачки.

5.2.5. При выделении ЭО учитываются следующие геологические критерии:

а) объединяемые для совместной разработки залежи принадлежат единому этажу нефтегазоносности и имеют близкие литологические характеристики и коллекторские свойства пород продуктивных пластов, физико-химические свойства и состав насыщающих их флюидов, величины начальных приведенных пластовых давлений;

б) залежи идентичны по литологии, типу коллекторов во избежание различий в характере протекающих процессов в пластах с разной структурой пустотного пространства, по устойчивости к разрушению прискважинной зоны пластов при эксплуатации скважин;

в) залежи незначительно отличаются по проницаемости и неоднородности для обеспечения приемистости всех пластов в нагнетательных скважинах и притока УВС из всех пластов при одинаковом забойном давлении;

г) нефти имеют близкие свойства (во избежание смешения нефтей, требующих разной технологии промысловой подготовки);

д) объединяемые газовые и газоконденсатные залежи имеют близкие характеристики по составу пластовых флюидов и термобарические условия.

5.2.6. Самостоятельный ЭО разрабатывается единой сеткой эксплуатационных скважин.

5.2.7. Уточнение (укрупнение, разукрупнение) ЭО допускается в ПТД по геологическим или технологическим причинам, включая изменение объектов, в отношении которых осуществляется подсчет запасов полезных ископаемых (далее - подсчетных объектов) по результатам доразведки, установление возможности или невозможности совместной эксплуатации пластов на отдельных участках залежей в связи с изменением представлений о геологическом строении.

5.3. Обоснование вариантов разработки:

5.3.1. ПТД должен содержать несколько вариантов разработки по каждому ЭО (кроме случаев, предусмотренных пунктами 3.1.5, 3.2.15 и 3.3.10 настоящих Правил). Варианты разработки рассчитываются в количестве, обеспечивающем возможность обоснованного выбора рекомендуемого варианта разработки, обоснования коэффициентов извлечения и извлекаемых запасов УВС (технологически достижимых и рентабельных).

5.3.2. Для сравнения вариантов разработки рассчитывается вариант добычи УВС фондом скважин, пробуренным и действующим на начало первого проектного года с использованием систем обустройства и объектов внешнего транспорта, построенных на начало первого проектного года. Данный вариант принимается в качестве базового. Базовый вариант формируется и рассматривается в ПТД только при наличии фонда скважин, пробуренного и действующего на начало первого проектного года.

5.3.3. Вариант разработки, принятый в последнем утвержденном ПТД, рассматривается в качестве первого (далее – Вариант 1). Вариант 1 включает базовый вариант (при его наличии) и адаптированные к текущей геологической основе прогнозные технологические решения согласно ранее утвержденному ПТД.

5.3.4. Все последующие рассматриваемые варианты разработки должны быть направлены на максимально возможное и экономически целесообразное извлечение УВС из недр. Варианты должны включать как бурение скважин различной конструкции и различные системы воздействия, так и методы увеличения коэффициентов извлечения УВС из недр (методы увеличения нефтеотдачи – далее МУН, методы увеличения газотдачи - далее МУГ, методы увеличения конденсатоотдачи - далее МУК).

5.3.5. Количество вариантов разработки по ЭО, рассматриваемых в ПТД, не ограничивается, но должно быть (без учета базового варианта) не менее:

а) трех – в ТСР и ДТСР;

б) двух – в ТПР и ДТПР;

Меньшее число вариантов разработки по ЭО должно быть обосновано. В ППЭ и дополнениях к нему допускается рассмотрение одного варианта разработки.

5.3.6. Для нефтегазовых или нефтегазоконденсатных залежей в ПТД расчитывается вариант разработки совместного извлечения УВС из скважин, при обосновании технико-технологической или технико-экономической невозможности и (или) нецелесообразности самостоятельной добычи нефти.

Выбор регулярных систем размещения скважин осуществляется с учетом опыта разработки подобных залежей. Для залежей сложной конфигурации и незначительных размеров могут использоваться нерегулярные (избирательные) системы размещения скважин.

5.3.7. При проектировании рассматриваются различные типы профилей и конструкции скважин: вертикальные, наклонно-направленные, горизонтальные, многозабойные скважины в зависимости от геолого-физической характеристики объектов.

5.3.8. Плотность сетки скважин определяется геологическим строением залежи УВС, свойствами пластовых флюидов и экономическими условиями разработки.

При первоначальном выборе плотности сетки скважин учитываются системы размещения и плотности сеток скважин, апробированные на подобных месторождениях (залежах) данного района.

5.3.9. На недостаточно изученных участках залежей (категории запасов В2 и С2) проектные скважины могут быть отнесены к зависимым, бурение которых осуществляется по результатам уточнения геологического строения. Количество и местоположение зависимых скважин определяются в ПТД.

5.3.10. По мере разбуривания и накопления геолого-промысловой информации о состоянии выработки запасов на всех стадиях проектирования предусматриваются мероприятия по вовлечению в активную разработку запасов УВС, слабодренируемых имеющейся сеткой скважин (например, гидравлический разрыв пласта (далее – ГРП), зарезка боковых стволов (далее – БС) и боковых горизонтальных стволов (далее – БГС), бурение дополнительных скважин, переход на отдельных участках на избирательное заводнение, применение МУН и (или) МУГ и (или) МУК.

5.3.11. В вариантах разработки для разрабатываемых месторождений (ЭО, залежей) предусматриваются мероприятия по рациональному использованию пробуренного фонда скважин, в том числе: вывод скважин, перспективных для добычи, из неработающего фонда; зарезка боковых стволов на проектном объекте; перевод скважин на другие объекты путем зарезки боковых стволов или другими методами.

5.3.12. В ПТД прогнозные технологические показатели разработки рассчитываются с применением гидродинамических моделей, учитывающих:

а) основные особенности геологического строения залежи;

б) тип коллектора;

в) неоднородность строения, фильтрационно-емкостные характеристики продуктивных пластов;

г) физико-химические свойства насыщающих флюидов и закачиваемых

в пласт агентов вытеснения;

д) историю разработки;

е) механизм проектируемых процессов разработки;

ж) системы размещения скважин и возможность их трансформации;

з) режимы работы скважин и возможность их изменения.

5.3.13. Технологические показатели разработки в ПТД рассчитываются до конца проектного срока разработки месторождения. Прогнозные расчеты проводятся исходя из условий выбытия из эксплуатации:

а) добывающих нефтяных скважин при достижении одного из следующих показателей: обводненности 98%, дебита по нефти 0,5 т/сут, газового фактора 2500 $м^3$/т;

б) добывающих газовых или газоконденсатных скважин при снижении устьевого давления ниже давления, обеспечивающего технологическую возможность подачи газа для подготовки и магистрального транспорта;

в) для морских месторождений проектный срок разработки определяют, учитывая нормативные сроки службы установок и сооружений, расположенных в морях.

Другие условия, принятые при проектировании, обосновываются специальными расчетами.

5.3.14. Геологические и гидродинамические модели продуктивных пластов создаются в соответствии с нормативно-методическими документами по созданию моделей и в соответствии с критериями оценки качества трехмерных цифровых моделей, предусмотренными пунктом 5.6 настоящих Правил.

5.4. Рекомендуемый вариант разработки:

5.4.1. Выбор рекомендуемого варианта разработки ЭО проводится на основе технико-экономической оценки вариантов разработки ЭО. По выбранному варианту разработки обосновываются технологические запасы и запасы, рентабельно извлекаемые на дату представления ПТД, и коэффициенты извлечения УВС как для технологических, так и для рентабельно извлекаемых запасов.

5.4.2. В случае решения недропользователя продолжать разработку объекта за пределами рентабельного срока, рассчитывается вариант разработки после окончания рентабельного срока, обосновывающий экономическую эффективность дальнейшей разработки месторождения для недропользователя.

5.4.3. Если технология разработки месторождения предполагает взаимоувязанность решений для нескольких ЭО, то варианты разработки и технико-экономическая оценка рассчитываются для группы объектов с последующим разделением показателей по ЭО.

5.4.4. Для месторождения в целом формируется один рекомендуемый вариант разработки, являющийся совокупностью рекомендуемых вариантов разработки каждого ЭО. Технологические показатели разработки месторождения в целом по технологическому и рентабельному периодам определяются суммированием показателей рекомендуемых вариантов разработки каждого ЭО.

5.4.5. Проектные показатели разработки по категории А+В1 в целом

по месторождению согласовываются и утверждаются на рентабельный период разработки согласно Приложению № 5 к настоящим Правилам и с учетом пункта 5.4.2 настоящих Правил.

Проектные показатели разработки по категории А+В1+В2 в целом по месторождению согласовываются и утверждаются в порядке, установленном постановлением Правительства Российской Федерации от 03.03.2010 № 118, до конца разработки для проектирования обустройства месторождения.

5.4.6. Коэффициенты извлечения и извлекаемые запасы УВС по рекомендуемому варианту разработки ЭО (залежи) представляются по видам запасов, категориям, представляемым в подсчете (пересчете) запасов или в соответствии с числящимися запасами на ГБЗ.

5.4.7. Рентабельные коэффициенты извлечения и рентабельно извлекаемые запасы УВС по рекомендуемому варианту разработки ЭО (залежи) представляются по видам и категориям запасов, представляемым в подсчете (пересчете) запасов или в соответствии с числящимися запасами на ГБЗ.

5.4.8. Если в ПТД не предусмотрено освоение запасов категории В2, то в ПТД представляется обоснование невозможности вовлечения в разработку этих запасов с указанием причин (например, технических, технологических, экономических), либо предложения по изменению условий пользования недрами.

5.5. Технико-экономическая оценка вариантов разработки:

5.5.1. Экономическая оценка вариантов разработки ЭО и месторождения в целом проводится недропользователем в соответствии с нормативными правовыми документами по оценке эффективности инвестиционных нефтегазовых проектов. Оценка рентабельно извлекаемых запасов УВС и коэффициентов извлечения УВС выполняется в ПТД для всех ЭО и каждого представленного варианта разработки ЭО в границах геологических запасов категорий А + В1 + В2. Рентабельно извлекаемые запасы и соответствующие значения рентабельных коэффициентов извлечения по отдельным залежам, входящим в ЭО, и отдельным категориям запасов оцениваются на основании расчетов на ГМ и ГДМ. Рентабельно извлекаемые запасы УВС (текущие) определяются как накопленная добыча УВС с первого проектного года до конца рентабельного срока разработки ЭО. Рентабельно извлекаемые запасы УВС (начальные) определяются как накопленная добыча УВС с начала разработки до конца рентабельного срока разработки ЭО.

Рентабельный срок разработки ЭО определяется как часть проектного срока (начиная с первого проектного года) разработки, в течение которого достигается положительное значение чистого дисконтированного дохода (далее – ЧДД).

Рентабельный коэффициент извлечения УВС ($КИН_Р$, $КИГ_р$, $КИК_р$) определяется как отношение начальных рентабельно извлекаемых запасов к начальным геологическим запасам. При добыче более одного вида УВС показатели экономической эффективности разработки ЭО рассчитываются с учетом экономики добычи и реализации всех добываемых видов УВС, а рентабельно извлекаемые запасы каждого вида УВС определяются как накопленная добыча соответствующего вида УВС за рентабельный срок разработки ЭО.

5.5.2. Определение экономических показателей эффективности вариантов разработки ЭО и месторождения в целом выполняется в реальном выражении с учетом изменения регулируемых государством цен и тарифов, действующих на дату подготовки ПТД.

5.5.3. Расчет экономических показателей эффективности разработки месторождения может проводиться с учетом чистых денежных потоков (в том числе капитальных вложений и операционных доходов) предыдущих лет (до первого проектного года) при предоставлении недропользователем дополнительного обоснования такого расчета. При этом период учета чистых денежных потоков предыдущих лет для морских месторождений УВС не должен превышать 7 лет, предшествующих дате подготовки ПТД, для остальных месторождений 5 лет, предшествующих дате подготовки ПТД.

5.5.4. Используемый и приведенный в ПТД уровень цен на УВС на экспортных рынках и обменный курс российского рубля определяются для первого расчетного проектного года, а значения цен на УВС на экспортных рынках и обменного курса российского рубля для второго и последующих проектных лет приравниваются к значениям первого года. Для обоснования выбора цен на УВС на экспортных рынках и соответствующего им обменного курса российского рубля первого года экономической оценки используются средние значения цен на УВС на экспортных рынках и соответствующие им значения обменного курса российского рубля за 12 (двенадцать) календарных месяцев, предшествующих дате подготовки ПТД (или по состоянию на 1 января года представления ПТД). Средние значения экспортных цен на УВС определяются как сумма цен на экспортных рынках УВС на первое число каждого месяца, деленная на 12 (двенадцать). Средний уровень цен на УВС на экспортных рынках определяется пользователями недр самостоятельно. Среднее значение обменного курса определяется как сумма значений курса доллара США к рублю Российской Федерации, устанавливаемого Центральным банком Российской Федерации в соответствии с Федеральным законом от 10 июля 2002 г. № 86-ФЗ «О Центральном банке Российской Федерации (Банке России)» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2002, № 28, ст. 2790; 2003, № 2, ст. 157; № 52, ст. 5029, ст. 5032, ст. 5038; 2004, № 27, ст. 2711; № 31, ст. 3233; № 52, ст. 5277; 2005, № 25, ст. 2426; № 30, ст. 3101; 2006, № 19, ст. 2061; № 25, ст. 2648; 2007, № 1, ст. 9, ст. 10; № 10, ст. 1151; № 18, ст. 2117; 2008, № 42, ст. 4696, ст. 4699; № 44, ст. 4981, ст. 4982; № 52, ст. 6229, ст. 6231; 2009, № 1, ст. 25; № 29, ст. 3618, ст. 3629; № 39, ст. 4532; № 48, ст. 5731; 2010, № 40, ст. 4971; № 45, ст. 5756; 2011, № 7, ст. 907; № 27, ст. 3873; № 43, ст. 5973; № 48, ст. 6728; 2012, № 50, ст. 6954; № 53, ст. 7591; № 53, ст. 7607; 2013, № 11, ст. 1076; № 14, ст. 1649; № 19, ст. 2329; № 27, ст. 3438, ст. 3476, ст. 3477; № 30, ст. 4084; № 49, ст. 6336; № 51, ст. 6695, ст. 6699; № 52, ст. 6975; 2014, № 19, ст. 2311, ст. 2317; № 27, ст. 3634; № 30, ст. 4219; № 40, ст. 5318; № 45, ст. 6154; № 52, ст. 7543; 2015, № 1, ст. 4, ст. 37; № 27, ст. 3958, ст. 4001; № 29, ст. 4348, ст. 4357; № 41, ст. 5639; № 48, ст. 66992016, № 1, ст. 23, ст. 46, ст. 50; № 26, ст. 3891; № 27, ст. 4225, ст. 4273, ст. 4295; 2017, № 1, ст. 46; № 14, ст. 1997; № 18, ст. 2661, ст. 2669; № 27, ст. 3950;

№ 30, ст. 4456; № 31, ст. 4830; № 50, ст. 7562; 2018, № 1, ст. 66; № 9, ст. 1286; № 11, ст. 1584, ст. 1588; № 18, ст. 2557; № 24, ст. 3400; № 27, ст. 3950; № 31, ст. 4852; № 32, ст. 5115; № 49, ст. 7524; № 53, ст. 8411, ст. 8440; 2019, № 6, ст. 463; № 18, ст. 2198; № 23, ст. 2921; № 27, ст. 3538; № 29, ст. 3857; № 31, ст. 4423), на первое число каждого месяца, деленная на 12 (двенадцать).

5.5.5. Чистая цена каждого вида УВС (в том числе сырой нефти, газа, газового конденсата) при реализации на экспорт определяется с учетом цен на соответствующий вид УВС на внешних рынках за вычетом всех транспортных затрат от месторождения (пункта учета) до соответсвующего внешнего рынка и вывозных таможенных пошлин (в отношении сжиженного природного газа (далее - СПГ) также должны учитываться затраты на сжижение и регазификацию). При этом для расчета чистой цены должны использоваться актуальные применяемые для месторождения направления поставок УВС на внешние рынки и виды транспортировки на момент подготовки расчета. Использование дополнительных показателей (в том числе скидок и (или) премий за качество сырья), влияющих на определение чистой цены УВС при реализации на экспорт (в том числе с учетом имеющихся у недропользователя заключенных контрактов на поставку УВС), допускается при представлении недропользователем обоснования их использования.

5.5.6. Чистая цена нефти и газового конденсата при реализации на внутреннем рынке Российской Федерации принимается равной чистой цене нефти и газового конденсата при реализации на экспорт. Использование способов определения чистой цены нефти и газового конденсата при реализации на внутреннем рынке Российской Федерации, не предусмотренных настоящим пунктом, допускается при представлении недропользователем обоснования их использования.

5.5.7. Чистая цена на газ при реализации на внутреннем рынке Российской Федерации определяется в соответствии с установленной государственным органом, осуществляющим государственное регулирование цен на газ на внутреннем рынке России в ценовом поясе местонахождения месторождения. Использование способов определения чистой цены газ при реализации на внутреннем рынке Российской Федерации, не предусмотренных настоящим пунктом, допускается при представлении недропользователем обоснования их использования.

5.5.8. Капитальные затраты определяются по следующим направлениям: геологоразведочные работы; бурение скважин; обустройство скважин и кустовых площадок; оборудование, не входящее в сметы строек; промысловое обустройство; внешняя инфраструктура; поддержание объектов основных средств; освоение природных ресурсов; затраты пользователя недр; применение МУН и (или) МУГ и (или) МУК.

5.5.9. Эксплуатационные затраты включают в себя текущие затраты, налоги и прочие платежи, относимые на себестоимость добываемой продукции, и амортизационные отчисления. Текущие затраты определяются по статьям калькуляции или по элементам затрат (в соответствии с таблицами 50, 51 Приложения № 3 к настоящим Правилам). При определении текущих затрат по

статьям калькуляции учитываются расходы на энергию по извлечению жидкости (при добыче нефти), расходы по искусственному воздействию на пласт, расходы по сбору и внутрипромысловому транспорту УВС, расходы по технологической подготовке УВС, расходы на содержание и эксплуатацию скважин и оборудования, общехозяйственные и общепроизводственные затраты, ГТМ на прирост добычи, МУН и (или) МУГ и (или) МУК. При определении текущих затрат по элементам затрат учитываются материальные затраты, затраты на капитальный ремонт, расходы на оплату труда производственного промыслового персонала, расходы на отчисления на социальное страхование производственного промыслового персонала, общехозяйственные и общепроизводственные затраты.

5.5.10. Показатель ЧДД для выбора рекомендуемого варианта разработки ЭО рассчитывается за рентабельный срок. Для расчета дисконтированных показателей экономической эффективности ставка дисконтирования принимается на уровне 10% в реальном выражении. Использование более высокого уровня ставки дисконтирования (но не более 15% в реальном выражении) требует дополнительного обоснования. В случае отсутствия вариантов разработки ЭО с положительным ЧДД представляются обоснования решения недропользователя по освоению таких запасов.

5.5.11. Рекомендуемый вариант разработки определяется как вариант разработки с максимальным значением интегрального показателя (далее – Топт), рассчитываемого в соответствии с Приложением № 5 к настоящим Правилам. Вариант разработки ЭО, нерентабельность которого (отрицательное значение ЧДД) обоснована в ПТД, исключается из выбора рекомендуемого варианта разработки при расчете Топт. При равных Топт выбор рекомендуемого варианта определяется по максимальному ЧДД за рентабельный период. Если ЭО не имеет рентабельного периода, но недропользователь планирует осуществлять его разработку, то в качестве рекомендуемого варианта по ЭО может быть утвержден базовый вариант или вариант с развитием по предложению недропользователя при условии, что вариант с развитием обеспечивает более высокий ЧДД недропользователя, чем базовый вариант.

5.5.12. Рентабельно извлекаемые запасы по месторождению в целом определяются как сумма рентабельно извлекаемых запасов для рекомендуемых вариантов разработки отдельных ЭО.

5.6. Качество геологических и гидродинамических моделей:

5.6.1. Трехмерные геологические модели (далее – ГМ) и ГДМ модели включают каждую залежь, числящуюся на ГБЗ. Модели залежей УВС строятся в соответствии с выделенными ЭО.

5.6.2. При моделировании нескольких ЭО в рамках одной модели предусматривается возможность получения средних подсчетных параметров, запасов УВС и показателей разработки отдельно по каждому из ЭО. ГДМ обеспечивают возможность расчета прогнозных показателей разработки, извлекаемых запасов и коэффициентов извлечения УВС по всем категориям запасов, выделенных при подсчете запасов или числящихся на ГБЗ.

5.6.3. При моделировании обеспечивается соответствие запасов УВС и подсчетных параметров, указанных в построенных трехмерных ГМ и ГДМ, запасам УВС и подсчетным параметрам, прошедшим государственную экспертизу запасов полезных ископаемых, или обоснованным в документах и материалах по подсчету или пересчету запасов, представляемых на государственную экспертизу запасов полезных ископаемых в Федеральное агентство по недропользованию совместно с ПТД, по каждому подсчетному объекту или залежи (с учетом допустимых отклонений).

5.6.4. Трехмерная ГДМ представляется по всем вариантам разработки и включает в себя рассчитанную историю разработки, результаты расчета прогнозных показателей разработки по всем вариантам. В модели обеспечивается возможность запуска расчета.

VI. Содержание разделов проектного технического документа

6.1. ПТД представляется для согласования в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 03.03.2010 № 118 в виде документа, состоящего из текстовой части, табличных и графических приложений.

Текстовая часть включает разделы, предусмотренные Приложением № 1 к настоящим Правилам.

6.2. Титульный лист:

6.2.1. На титульном листе указываются название организации - пользователя недр, название организации, составившей ПТД, название ПТД с указанием наименования и типа месторождения, место и год составления ПТД, установленный гриф допуска.

6.2.2. Титульный лист подписывается ответственными должностными лицами организации, составившей ПТД.

6.2.3. Титульный лист оформляется в соответствии с установленным образцом, приведенным в Приложении № 2 к настоящим Правилам.

6.3. Список исполнителей включает фамилии, инициалы, должности, ученые степени исполнителей и соисполнителей ПТД с указанием выполненного раздела ПТД.

6.4. Информационная справка об объеме ПТД:

6.4.1. В информационной справке приводятся сведения об объеме ПТД с указанием количества томов, книг, количества таблиц, рисунков, графических приложений, страниц, использованных литературных источников, перечень ключевых слов.

6.4.2. Перечень ключевых слов должен включать от 5 до 15 слов или словосочетаний из текста отчета, которые в наибольшей мере характеризуют его содержание и обеспечивают возможность информационного поиска. Ключевые слова приводятся в именительном падеже и печатаются прописными буквами в строку через запятую.

6.5. В ведении обосновываются необходимость и цель составления ПТД

с указанием следующих сведений:

а) административное расположение месторождения;

б) данные о лицензионном участке, на территории которого находится месторождение;

в) организация – пользователь недр лицензионного участка с указанием почтового адреса;

г) данные о лицензии на пользование недрами (серия, номер, вид, дата выдачи, срок действия);

д) даты открытия и ввода месторождения в разработку;

е) условия пользования лицензионным участком, требующие учета при составлении ПТД;

ж) принципиальные положения технического задания.

6.6. Общие сведения о месторождении и лицензионном участке:

6.6.1. В разделе приводится обзорная схема района рассматриваемого месторождения с указанием границ лицензионного участка, ближайших месторождений и объектов инфраструктуры (населенные пункты, железнодорожные станции, аэропорты, речные пристани, морские порты, автомобильные дороги, линии электропередачи, магистральные нефте- и газопроводы). Выделяются особо охраняемые природные территории, водоохранные зоны, защитные леса, санитарно-защитные зоны и другие территории, требующие учета при проектировании разработки и проектировании обустройства месторождения.

6.6.2. В разделе дается краткая характеристика климатических условий, гидрографии, почвенно-растительного покрова. Приводится информация об иных видах полезных ископаемых, залегающих в пределах месторождения, обеспеченности района строительными материалами, общераспространенными полезными ископаемыми.

6.7. Геолого-физическая характеристика месторождения:

6.7.1. Геологическое строение месторождения:

Кратко излагается история открытия месторождения, а также изучения геологического строения полевыми геофизическими методами, поисково-разведочным и эксплуатационным бурением.

Приводится краткая характеристика тектонического строения, основные структурно-тектонические элементы в пределах площади рассматриваемого месторождения. Раздел содержит выкопировку из тектонической карты района.

Приводится краткая характеристика литолого-стратиграфического разреза месторождения, с представлением сводного геолого-геофизического разреза месторождения.

Приводятся общие сведения о нефтегазоносности: этаж нефтегазоносности, продуктивные пласты, общее число и сведения о залежах УВС, их типе, фазовом состоянии флюидов, особенностях их строения, характеристике покрышек и вмещающих пород.

Детальность представления материалов определяется особенностями геологического строения месторождения (залежи).

После изложения фактических данных формулируются выводы по состоянию изученности геологического строения.

В разделе приводится следующий табличный и графический материал в соответствии с Приложениями № 3 и № 4 к настоящим Правилам:

а) таблицы 1 и 2 Приложения № 3 к настоящим Правилам;

б) схемы совмещения залежей в плане в границах месторождения (для многопластовых месторождений);

в) характерные геологические разрезы вдоль и вкрест простирания, дающие представление о геологическом строении продуктивных пластов;

г) структурные карты;

д) карты эффективных нефтенасыщенных и газонасыщенных толщин по подсчетным объектам.

6.7.2. Гидрогеологические и инженерно-геологические условия. Приводится краткая характеристика:

а) водоносных горизонтов и комплексов (глубина залегания, напорность, водообильность, минерализация и тип воды, содержание основных химических компонентов);

б) инженерно-геологических и геоэкологических условий в границах месторождения (сведения о наличии опасных экзогенных геологических процессов, геокриологических условиях (типы проявления многолетней мерзлоты, их распространение по площади и глубине), ожидаемых изменениях геоэкологической обстановки при разработке месторождения (изменение взаимосвязей между водоносными горизонтами, ухудшение качества подземных вод, активизация опасных экзогенных геологических процессов, увеличение интенсивности микросейсм).

6.7.3. Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов:

Приводятся сведения об объемах отбора и лабораторных исследований керна по месторождению с указанием количества образцов по видам исследований керна по пластам и в целом по месторождению.

По результатам лабораторного изучения керна приводится литологическая характеристика пород – описание типа коллектора, его состава, особенностей литологического строения.

Дается заключение о степени охарактеризованности месторождения керном и рекомендации для продолжения работ по его отбору и лабораторному исследованию.

Приводятся сведения об исследовании деформационных свойств пластов и покрышек, приводятся значения коэффициентов Пуассона, модуля Юнга, сжимаемости, результаты лабораторного определения изменения фильтрационно-емкостных свойств пород при изменении пластового давления. Дается анализ полученных результатов.

Приводятся обобщенные результаты специальных исследований керна: по определению кривых капиллярных давлений, характеристик смачиваемости коллектора, фазовых проницаемостей в системах: газ-нефть, газ-вода, нефть-вода,

газ-конденсат, нефть-газ-вода, остаточной нефтенасыщенности (газонасыщенности), коэффициента вытеснения нефти различными агентами вытеснения.

Обосновываются коэффициенты вытеснения для пластов, при недостаточном объеме собственных исследований приводятся данные по пластам-аналогам и обосновывают возможность такой аналогии. Даются выводы по состоянию изученности характеристик вытеснения флюидов по данным лабораторных исследований керна.

Приводятся сведения по определению фильтрационно-емкостных свойств и насыщению коллекторов по результатам интерпретации материалов геофизических исследований скважин (далее – ГИС), петрофизические зависимости.

На основании результатов гидродинамических исследований (далее – ГДИ) дается характеристика продуктивности коллектора, формулируются выводы по состоянию изученности пластов.

В разделе приводится следующий табличный и графический материал в соответствии с Приложениями № 3 и № 4 к настоящим Правилам:

а) таблицы 3–8 Приложения № 3 к настоящим Правилам;

б) графики зависимости остаточной нефтенасыщенности от начальной нефтенасыщенности;

в) графики зависимости коэффициента вытеснения от проницаемости;

г) графики зависимости коэффициента вытеснения от начальной и остаточной нефтенасыщенностей;

д) графики зависимости фазовых проницаемостей и капиллярного давления от водонасыщенности.

6.7.4. Свойства и состав пластовых флюидов:

Приводится общий обзор изученности пластовых флюидов (пластовой и дегазированной нефти, растворенного газа, свободного газа и газа газовых шапок, конденсата, пластовой воды), объем лабораторных исследований глубинных и поверхностных проб пластовых флюидов, а для газоконденсатных объектов – промысловых газоконденсатных исследований.

Анализируются полнота и достоверность имеющейся информации в пределах каждой залежи по видам и объемам исследований, анализируются свойства пластовых флюидов, дается их характеристика в соответствии с принятой классификацией.

Для газоконденсатных, газонефтяных и нефтегазовых объектов с промышленным содержанием конденсата в пластовом газе приводятся следующие сведения:

а) объемы проведенных исследований свойств и состава газа и газоконденсата;

б) основные результаты промысловых газоконденсатных исследований и лабораторных исследований проб газа и конденсата;

в) состав пластового газа;

г) обоснование начального потенциального содержания конденсата в пластовом газе; потерь конденсата и изотермы конденсации;

д) физико-химические свойства конденсата.

Результаты исследований, предусмотренные настоящим подпунктом, приводятся в соответствии с таблицами 9-17 Приложения № 3 к настоящим Правилам:

а) для месторождений с высокопарафинистой нефтью приводится оценка возможности выпадения твердой фазы из нефти при изменении пластовых условий (давления, температуры) и при применении специальных технологий разработки и эксплуатации нефтяных месторождений;

б) для месторождений, разрабатываемых с применением тепловых методов, приводится оценка зависимости вязкости пластовых жидкостей от давления и температуры; растворимости пара в пластовых жидкостях (при закачке пара); теплофизических свойств пластовых флюидов, пород пласта и окружающих пород.

Приводятся характеристики пластовых флюидов, используемые для гидродинамической модели:

а) по нефтяным залежам и нефтяным оторочкам: зависимости газосодержания, объемного коэффициента, плотности и вязкости пластовой нефти и нефтяного газа от давления при пластовой температуре;

б) по газонефтяным и газовым залежам с нефтяной оторочкой: зависимости от давления при пластовой температуре содержания конденсата, объемного коэффициента и вязкости газа и конденсата.

Сводная геолого-физическая характеристика продуктивных пластов приводится в соответствии с таблицей 18 Приложения № 3 к настоящим Правилам.

6.7.5. Запасы УВС:

В разделе приводятся сведения о выполненном подсчете запасов УВС, на основе которого составлен ПТД. Приводятся данные о запасах УВС, числящихся на ГБЗ на начало года в сравнении с новым подсчетом запасов.

Для нефтяных месторождений приводятся сведения о запасах нефти, растворенного газа и подсчетных параметрах в соответствии с таблицами 19, 20, 24 Приложения № 3 к настоящим Правилам.

Для газонефтяных, газоконденсатных, нефтегазоконденсатных и газовых залежей с нефтяной оторочкой дополнительно приводятся сведения о запасах свободного газа, газа газовых шапок, конденсата в соответствии с таблицами 21, 22, 23, 25 Приложения № 3 к настоящим Правилам.

Сопоставление представляемых к проектированию запасов УВС с числящимися на ГБЗ приводятся в соответствии с таблицами 66-70 Приложения № 3 к настоящим Правилам.

6.8. Состояние разработки месторождения:

6.8.1. Основные этапы проектирования разработки месторождения:

Приводятся основные условия пользования лицензионным участком в области доразведки, проведения исследовательских работ и разработки месторождения с кратким анализом их выполнения.

Приводятся краткие сведения, характеризующие историю проектирования разработки месторождения: общее число ПТД, организации-проектировщики, основные этапы и цели проектирования.

Приводится краткий анализ выполнения действующего утвержденного ПТД, при невыполнении основных положений – указание причин их невыполнения.

6.8.2. Характеристика текущего состояния разработки месторождения в целом:

Приводятся данные об открытии и вводе месторождения в разработку, основных этапах освоения месторождения. Представляется характеристика фонда скважин на дату подготовки ПТД в соответствии с таблицами 26 и 27 Приложения № 3 к настоящим Правилам.

Анализируется динамика основных технологических показателей за историю разработки (добыча нефти, жидкости, газа, конденсата, обводненность, закачка воды, дебиты нефти, жидкости, газа, фонд скважин). Основные технологические показатели разработки представляются в соответствии с таблицами 28 и 29 Приложения № 3 к настоящим Правилам. В таблице 29 показатели приводятся с начала разработки месторождения.

В соответствии с таблицами 30-33 Приложения № 3 к настоящим Правилам проводится сравнение основных проектных и фактических показателей разработки в целом по месторождению за последние пять лет, предшествующих дате представления ПТД в Федеральное агентство по недропользованию (его территориальный орган) для согласования в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 03.03.2010 № 118. Указываются основные причины имеющихся расхождений проектных и фактических показателей разработки. Приводятся сведения об использовании ПНГ.

6.8.3. Текущее состояние разработки эксплуатационных объектов:

Анализируются фильтрационные и емкостные свойства коллекторов месторождения по результатам гидродинамических исследований с приведением графического и табличного материала. Формулируются выводы по состоянию изученности пластов гидродинамическими методами.

Приводится и анализируется состояние фонда скважин на дату подготовки ПТД по каждому ЭО и фактическая динамика основных показателей разработки.

Представляется распределение фонда скважин, в том числе, по обводненности, дебитам нефти, жидкости, свободного газа, накопленной добычи. Анализируются причины в случае недостижения показателей, характеризующих эффективность работы скважин, предусмотренных в утвержденном ПТД.

Для нефтяных и газовых объектов, разрабатываемых с применением сайклинг-процесса, дается описание системы поддержания пластового давления (далее – ППД), работы нагнетательных скважин, распределение нагнетательного фонда по величине приемистости, накопленной закачке, эффективности работы скважин барьерных рядов.

По газовым и газоконденсатным скважинам анализируются дебиты газа и конденсата, объемы добываемой воды, коэффициенты фильтрационных сопротивлений и режимы работы скважин (забойные и устьевые давления), изменение текущих и накопленных отборов газа, конденсата, воды. Проводится оценка начальной продуктивности газовых и газоконденсаных скважин, анализ режимов работы скважин (устьевые температуры, депрессии на пласт) с целью

выявления осложняющих факторов при эксплуатации (включая гидратообразование, вынос породы, подтягивание конусов воды, необходимости обеспечения выноса жидкости).

В графических приложениях к отчету представляются:

а) карты текущего состояния разработки;

б) карты накопленных отборов УВС и объемы закачиваемых в пласт вытесняющих агентов;

в) характеристика фонда скважин, динамика основных показателей разработки и фонда скважин в соответствии с таблицами 26–29 Приложения № 3 к настоящим Правилам;

г) сведения о соответствии объемов добычи и использования ПНГ проектным значениям.

В случае отличия объемов растворенного газа, добываемого в составе продукции, по сравнению с оцененными через газосодержание, выявляются причины этих расхождений. Для нефтегазовых залежей добыча газа из нефтяных скважин разделяется на растворенный газ и газ газовой шапки.

При наличии в залежи УВС всех видов, добыча жидких углеводородов разделяется на нефть и конденсат.

Для нефтяных залежей с высоким газовым фактором и нефтегазоконденсатных залежей анализируется динамика и текущее распределение газового фактора, сопоставляемая с данными по пластовому давлению с учетом удаленности интервалов перфорации от газонефтяного контакта (далее - ГНК), распределение фонда добывающих скважин (в том числе в приконтурных и в подгазовых зонах) по газовому фактору и устанавливаются причины прорыва газа из газовых шапок, эффективность барьерного и площадного заводнения ряда скважин.

По залежам, содержащим конденсат, проводится оценка динамики и текущего распределения газоконденсатного фактора и сопоставляется с данными по распределению пластового и устьевого (забойного) давления, распределению фонда добывающих скважин по газоконденсатному фактору с учетом фактических депрессий на скважинах.

Приводятся графики динамики газового фактора во времени и карты текущего распределения запасов на дату подготовки ПТД.

Исследуются динамика и текущее состояние пластовых и забойных (устьевых для газовых скважин) давлений, распределение текущего пластового давления по площади залежи, выделяются участки с максимальным снижением пластового давления в зонах отбора и сопоставляются с данными по текущей и накопленной компенсации отборов жидкости (газа газовых шапок) закачкой воды, сухого газа в случае реализации сайклинг-процесса.

Приводятся графики динамики пластовых и забойных давлений по годам, карты изобар на дату подготовки ПТД.

6.8.4. Анализ выработки запасов:

Проводится анализ выработки запасов по площади и по разрезу на основе

промысловых и промыслово-геофизических данных по каждому объекту разработки.

По результатам анализа перфорации пластов проводится оценка перфорированных толщин и связанности зоны отбора и зоны закачки, изменения обводненности скважин в зависимости от удаленности перфорации от водонефтяного контакта (далее – ВНК) и толщины глинистой перемычки. Проводится сопоставление результатов гидродинамического моделирования с результатами промыслово-геофизических исследований (далее – ПГИ).

Раздел содержит сведения об объемах промыслово-геофизических исследований добывающих, нагнетательных и контрольных скважин, включая данные об охвате фонда скважин периодическими исследованиями по типам решаемых задач, а также сведения об исследовании технического состояния скважин.

По результатам промыслово-геофизических исследований скважин, проводимых на месторождении в целях контроля за разработкой, в обобщенном виде характеризуются:

а) профили притока и приемистости по разрезу скважин и их изменение во времени, с выполнением оценки работающих толщин;

б) изменение нефтегазонасыщенности во времени, продвижение закачиваемых и пластовых вод;

в) данные о распределении отборов и закачки при совместном и раздельном вскрытии пластов;

г) источники обводнения скважин.

По газовым и газоконденсатным залежам приводятся зависимости приведенного пластового давления от суммарного отбора газа с целью оценки режима залежей и уточнения начальных геологических запасов методом падения давления (по зоне отбора и в целом по залежам). Выполняется оценка дренируемых запасов в динамике по годам и оценка запасов газа по методу материального баланса с учетом внедрившейся воды.

Выполняются анализ изменения положения газоводяного контакта (далее – ГВК) и ГНК на основе результатов ПГИ, оценка внедрения воды в газовые залежи.

Для газовых и газоконденсатных залежей в разделе приводятся карты подъема ГВК.

По данным гидродинамического моделирования приводятся карты, характеризующие состояние выработки запасов УВС на дату подготовки ПТД (включая плотность остаточных запасов и текущую нефтегазонасыщенность). Строятся профили выработки запасов. Оценивается согласованность результатов изучения структуры остаточных запасов различными методами. Материалы представляются в табличном и графическом виде.

На основании анализа текущего состояния разработки объекта формулируются выводы об эффективности применяемых систем разработки и определяются основные направления их совершенствования.

6.8.5. Сопоставление фактических и проектных показателей разработки:

Проводится сравнение основных проектных и фактических показателей разработки по ЭО за последние пять лет, предшествующих дате представления ПТД в Федеральное агентство по недропользованию (его территориальный орган) для согласования в соответствии с таблицами 30–33 Приложения № 3 к настоящим Правилам. В соответствии с результатами проведенных исследований, предусмотренных пунктами 6.8.2–6.8.4 настоящих Правил, указываются полнота и своевременность выполнения проектных решений и соответствие их новым данным о геолого-физических характеристиках залежей, обосновываются причины невыполнения проектных решений.

Указываются основные причины имеющихся расхождений проектных и фактических показателей разработки.

В случае отклонений уровней фактической годовой добычи нефти и (или) свободного газа от проектных, характеризующих выполнение технического проекта на разработку месторождения, предусмотренных действующим ПТД, в процессе анализа разработки устанавливаются причины отклонений для внесенияя соответствующих изменений в процесс разработки ЭО в ПТД.

6.9. Модели месторождения:

6.9.1. Геологическая модель месторождения:

Приводится краткое описание исходных данных, используемых для построения геологической модели, приводится название программных пакетов (симуляторов), с помощью которых созданы ГМ, приводится их количество, обосновываются границы участков моделирования.

Излагаются принципы построения структурного каркаса модели. Обосновывается выбор реперных поверхностей и схем напластования. Указывается способ использования в модели утвержденной структурной основы подсчетных объектов. Приводятся данные о геометрических параметрах области моделирования, шагах сетки в плоскостях X, Y, Z и количестве ячеек.

Кратко описываются принципы построения литологической модели. Указывается способ определения признака коллектор – неколлектор (явное, через граничное значение параметра, прочее). Приводятся сведения о методах определения значений параметров в скважинах и межскважинном пространстве. При необходимости указывается явный вид используемых петрофизических зависимостей.

Дается краткое описание принципов построения модели насыщения. Приводятся положения ВНК, ГНК. Указываются сведения о методах определения значений насыщенности в скважинах и межскважинном пространстве. При необходимости приводится явный вид используемых зависимостей насыщенности от других параметров модели.

Приводится способ подсчета геологических запасов УВС в терминах построения геологической модели.

Сопоставление запасов, представляемых для утверждения и рассчитанных на основе геологического моделирования, представляется в соответствии с таблицей 34 Приложения № 3 к настоящим Правилам. В случае расхождения данных

о запасах, представляемых для утверждения, с данными о запасах, рассчитанных на основе геологического моделирования, представляется анализ такого расхождения.

6.9.2. Гидродинамическая модель месторождения:

В разделе приводится обоснование исходных данных, заданных в трехмерной гидродинамической (газодинамической) модели. Если осуществлялось ремасштабирование ГДМ, приводятся его принципы и результаты. Сопоставление запасов УВС и основных параметров геологической и гидродинамической моделей представляется в соответствии с таблицей 35 Приложения № 3 к настоящим Правилам.

Проводится обоснование выбора типа модели, способа моделирования водоносного горизонта (или его отсутствия). Выполняется сопоставление значения коэффициента вытеснения (остаточной газо- и (или) нефтенасыщенности) УВС вытесняющим агентом в трехмерной цифровой гидродинамической модели и коэффициента вытеснения (остаточной газо- и (или) нефтенасыщенности), обоснованного в тексте отчета по результатам исследования керна в соответствии с пунктом 6.7.3 настоящих Правил.

Описываются основные параметры ГДМ при воспроизведении истории разработки (временной шаг, граничные условия, режимы работы скважин). Определяется перечень варьируемых и контролируемых параметров. Обосновывается применение локальных модификаций кубов параметров литологии, пористости, начальной нефтенасыщенности (газонасыщенности), остаточной (критической) нефтенасыщенности (газонасыщенности), начальной водонасыщенности, остаточной (критической) водонасыщенности, проницаемости, применение несоседних соединений.

По итогам воспроизведения истории сопоставляются фактические и расчетные контролируемые параметры и анализируются имеющиеся расхождения.

На рисунках, представляются основные результаты моделирования:

а) характерные вертикальные разрезы кубов параметров (проницаемость, насыщенность);

б) функции модифицированных относительных фазовых проницаемостей;

в) зависимости параметров флюидов от давления;

г) графики сопоставления фактических и расчетных показателей разработки (годовая и накопленная добыча нефти, газа, жидкости, закачка воды, газа и других вытесняющих агентов).

В графических приложениях представляются карты подвижных запасов УВС на начало разработки, на дату подготовки ПТД и на конец разработки по всем вариантам с единой шкалой для каждого объекта разработки или залежи. Карты выполняются в масштабе, приближенном к масштабу представления карт разработки и других графических приложений.

Детальность представления материалов раздела определяется исполнителями ПТД, в зависимости от сложности геологического строения и сроков эксплуатации месторождения.

6.10. Проектирование разработки месторождения:

6.10.1. Выделение эксплуатационных объектов:

В соответствии с пунктами 5.2.1–5.2.6 настоящих Правил и с учетом геолого-физической характеристики пластов или залежей (таблица 18 Приложения № 3 к настоящим Правилам) производится обоснование выделения ЭО. Характеристика средневзвешенных параметров ЭО приводится в таблице 18 Приложения № 3 к настоящим Правилам.

Приводятся карты суммарных нефтенасыщенных и газонасыщенных толщин, карты совмещенных контуров по ЭО.

6.10.2. Технологические показатели вариантов разработки и выбор рекомендуемого варианта разработки:

Формирование технологических вариантов по ЭО проводится в зависимости от геолого-геофизических характеристик пластов, типов залежей и стадии их разработки, с учетом пунктов 5.3.1–5.3.15 настоящих Правил. Производится обоснование выбора системы разработки, схемы размещения и плотности сетки скважин.

Основные исходные характеристики расчетных вариантов представляются в соответствии с таблицами 36 и 37 Приложения № 3 к настоящим Правилам.

Технологические показатели прогнозных вариантов рассчитываются на запасы категорий А+В1+В2 для ТСР, ТПР и дополнений к ним, С1+С2 для ППЭ и дополнений к ним. Технологические показатели по расчетным вариантам разработки ЭО представляются в табличных приложениях в соответствии с таблицами 38–41 Приложения № 3 к настоящим Правилам.

Технологические показатели рекомендуемых вариантов разработки каждого ЭО и месторождения в целом представляются:

а) для суммарных запасов категорий А+В1+В2 и отдельно категорий А+В1 нефтяных, газонефтяных, нефтегазовых, нефтегазоконденсатных месторождений в соответствии с таблицами 38–41 Приложения № 3 к настоящим Правилам;

б) для суммарных запасов категорий А+В1+В2 и отдельно категорий А+В1 газовых и газоконденсатных месторождений в соответствии с таблицами 39–41 Приложения № 3 к настоящим Правилам.

Обоснование прогноза добычи воды для технологических нужд представляется в соответствии с таблицей 42 Приложения № 3 к настоящим Правилам.

Схемы размещения проектного фонда скважин по вариантам и ЭО представляются на картах эффективных нефтенасыщенных и газонасыщенных толщин в графических приложениях, допускается приводить схемы размещения скважин на картах плотности текущих подвижных запасов.

На рисунках или в графических приложениях приводятся карты, характеризующие состояние выработки запасов по рекомендуемым вариантам по ЭО на последний год разработки (например, плотность остаточных запасов, текущая нефтенасыщенность).

6.11. Методы интенсификации добычи УВС и повышения коэффициента

извлечения УВС пластов:

6.11.1. Анализ эффективности применяемых методов:

а) краткая характеристика применяемых технологий по видам воздействия;

б) объемы применения методов воздействия (видов воздействия, технологий) по годам разработки;

в) результаты применения методов по видам воздействия или технологиям с приведением характерных графиков, зависимостей, таблиц;

г) выводы и рекомендации по объемам применения методов, совершенствованию технологий, видам воздействия на пласты, частоте их применения.

Оценка эффективности применяемых методов может проводиться на основе статистических методов, а также на основе гидродинамического моделирования.

На основе анализа эффективности даются рекомендации для дальнейшего применения наиболее эффективных методов.

6.11.2. Обоснование применения методов повышения коэффициентов извлечения и интенсификации добычи УВС на прогнозный период. Программа применения методов:

Обосновывается применение технологий воздействия на пласт с целью увеличения коэффициентов извлечения УВС, охвата пласта воздействием для каждого ЭО с указанием:

а) наименования рекомендуемых к применению технологий по видам воздействия;

б) геолого-физических граничных условий применения технологий;

в) объемов применения методов по видам воздействия и технологиям;

г) эффективности применения методов и видов воздействия по годам разработки за проектный период;

д) оценка эффективности применения методов приводится с использованием ГДМ. В случае невозможности такой оценки, приводится обоснование принятой методики оценки эффективности рассматриваемых методов.

Объемы и эффективность применения геолого-технических мероприятий интенсификации добычи УВС представляются в соответствии с таблицами 43, 44 Приложения № 3 к настоящим Правилам.

Программа работ по вводу в эксплуатацию неработающих скважин представляется в соответствии с таблицей 45 Приложения № 3 к настоящим Правилам.

6.11.3. Опытно-промышленные работы:

Для оценки эффективности технических средств и технологий нефте- и (или) газо- и (или) конденсатоизвлечения, ранее не применявшихся на рассматриваемом месторождении, могут быть запроектированы опытно-промышленные работы по их испытанию на ЭО месторождения.

Технико-экономические показатели разработки участков ОПР определяются на весь расчетный период по ЭО и месторождению в целом.

6.12. Экономическая оценка вариантов разработки:

6.12.1. Методика и исходные данные для экономической оценки:

6.12.1.1. Макроэкономические показатели и расчет чистых цен УВС (далее – нетбэки) для расчета показателей экономической эффективности представляются в соответствии с таблицей 46 Приложения № 3 к настоящим Правилам.

6.12.1.2. Система налогов и платежей:

Расчет проводится на основе системы налогообложения, действующей на дату подготовки ПТД, приводятся перечень и ставки налогов, сборов и иных обязательных платежей. Проводится анализ применимых понижающих коэффициентов к налогу на добычу полезных ископаемых (далее – НДПИ), тарифных льгот, в том числе особых формул расчета вывозных таможенных пошлин и другим платежам в бюджеты бюджетной системы Российской Федерации.

Приводится информация (или указываются разделы и таблицы ПТД) о наличии или отсутствии оснований для применения пониженных ставок налогов или особых формул расчета вывозных таможенных пошлин.

В случае реализации проекта в режиме соглашения о разделе продукции (далее – СРП), расчет доходов недропользователя и государства проводится в соответствии с применимыми условиями СРП.

6.12.1.3. Оценка капитальных, текущих, эксплуатационных и внереализационных расходов:

Обосновываются удельные значения капитальных, текущих и внереализационных (ликвидационных) затрат. При расчете капитальных затрат по объектам обустройства приводится обоснованная стоимость каждого объекта (для линейных объектов – стоимость 1 км) и динамика их ввода по годам расчетного периода. Удельные текущие затраты обосновываются по объектам-аналогам и (или) в соответствии со статьями калькуляции на основе сметы затрат или по элементам затрат, при этом таблицы 46, 50 и 51 Приложения № 3 к настоящим Правилам корректируются соответствующим образом. Представляется оценка стоимости программы ГТМ, бурения, мероприятий по реализации МУН и (или) МУГ и (или) МУК. Для морских проектов расчет капитальных затрат ведется по объектам обустройства в зависимости от рассматриваемых вариантов разработки и включает стоимость указанных объектов обустройства.

6.12.2. Технико-экономические показатели вариантов разработки:

В разделе приводятся расчетные значения показателей экономической эффективности проектных решений: внутренняя норма рентабельности (ВНР), срок окупаемости, индекс доходности капитальных затрат, индекс доходности затрат, ЧДД пользователя недр, дисконтированный доход государства (ДДГ). Детальный расчет экономических показателей по технологиям воздействия на пласт с целью увеличения коэффициентов извлечения УВС, предусмотренного пунктом 6.11.2 настоящих Правил, может представляться для рекомендуемого варианта разработки. Показатели ВНР, индекс доходности капитальных затрат и срок окупаемости определяются только для вновь вводимых месторождений.

Основные технико-экономические показатели вариантов разработки ЭО и месторождения в целом для запасов категорий А+В1+В2 для ТСР, ТПР

и дополнений к ним, С1+С2 – для ППЭ и дополнений к ним приводятся в соответствии с таблицей 47 Приложения № 3 к настоящим Правилам. Количество представленных вариантов должно быть достаточно для технико-экономического обоснования применения МУН и (или) МУГ и (или) МУК.

Экономические показатели эффективности расчетных вариантов разработки представляются в соответствии с таблицами 46–55 Приложения № 3 к настоящим Правилам (при наличии соответствующих расчетов). Данные таблицы представляются в приложении к отчету. В случае разработки месторождения на условиях режима СРП формы таблиц корректируются в соответствии с условиями СРП.

При расчете капитальных вложений по промысловым объектам и (или) укрупненным нормативам, таблицы 46, 48, 49 Приложения № 3 к настоящим Правилам корректируются соответствующим образом.

6.12.3. Анализ чувствительности:

Для рекомендуемого варианта разработки месторождения в целом для запасов по сумме категорий А+В1+В2 приводятся результаты расчетов показателей экономической эффективности разработки месторождения, рентабельно извлекаемых запасов и соответствующих рентабельных коэффициентов извлечения при изменении в большую и меньшую сторону каждого из следующих показателей (± 20%):

цена реализации УВС и СПГ;

объем капитальных затрат;

объем текущих затрат.

Анализ чувствительности представляется в соответствии с таблицей 56 Приложения № 3 к настоящим Правилам. В случае необходимости, может быть проведен дополнительный анализ чувствительности рентабельно извлекаемых запасов к изменению других технико-экономических показателей.

6.13. Характеристика извлекаемых запасов и коэффициентов извлечения УВС:

6.13.1. Анализ расчетных величин коэффициентов извлечения УВС:

По выделенным ЭО (залежам) и месторождению в целом анализируются расчетные значения коэффициентов извлечения УВС, полученные для рассматриваемых вариантов разработки. Производится их сопоставление со значениями коэффициентов извлечения, определенными другими методами, и по другим разрабатываемым месторождениям со сходными геолого-промысловыми характеристиками в соответствии с таблицами 57-59 Приложения № 3 к настоящим Правилам.

6.13.2. Обоснование рекомендуемых извлекаемых запасов и коэффициентов извлечения:

По всем расчитанным в ПТД вариантам разработки ЭО (залежей) приводятся геологические запасы нефти и растворенного газа, свободного газа, газа газовой шапки, конденсата, расчетные значения КИН, КИГ, КИК, извлекаемые запасы нефти, растворенного в ней газа, свободного газа, газа газовой шапки и конденсата в соответствии с таблицами 60–62 Приложения № 3 к настоящим Правилам.

С учетом приведенных в пункте 6.12.2 настоящих Правил сопоставлений технико-экономических показателей вариантов разработки, обосновываются технологически достижимые извлекаемые запасы нефти, растворенного газа, свободного газа, газа газовой шапки и конденсата и значения КИН, КИГ, КИК, рекомендуемые к утверждению по объектам (залежам), категориям запасов и месторождению в целом (при необходимости (для уникальных месторождений) с выделением зон и участков).

Для рекомендуемого варианта приводятся величины рентабельно извлекаемых запасов нефти, растворенного газа, свободного газа, газа газовой шапки и конденсата, и значения рентабельных коэффициентов извлечения (КИНр, КИГр, КИКр), по объектам и месторождению в целом (при необходимости (для уникальных месторождений) с выделением зон и участков) с выделением категорий запасов на основании расчетов по геолого-гидродинамической модели.

6.13.3. Анализ изменения извлекаемых запасов:

При повторном подсчете (и следующих за ним подсчетах) извлекаемых запасов приводятся данные об извлекаемых запасах и коэффициентах извлечения УВС по объектам (залежам), категориям запасов и месторождению в целом, в соответствии с результатами предшествующей государственной экспертизы запасов полезных ископаемых. Производится их сопоставление с рекомендуемыми извлекаемыми запасами и коэффициентами извлечения УВС, анализируются причины их изменения в соответствии с таблицами 63-65 Приложения № 3 к настоящим Правилам.

Сопоставление технологических и рентабельно извлекаемых запасов и коэффициентов извлечения УВС с запасами и коэффициентами извлечения УВС, учтенными в ГБЗ, приводится в соответствии с таблицами 66-74 Приложения № 3 к настоящим Правилам.

6.14. Конструкции скважин, производство буровых работ, методы вскрытия пластов и освоения скважин, исследования скважин в процессе бурения, консервация и ликвидация скважин:

6.14.1. Конструкции скважин и производство буровых работ:

В разделе приводятся следующие сведения:

а) основные профили (например, вертикальные, наклонные, горизонтальные, пологие, многоствольные) скважин и боковых стволов, технико-технологические ограничения;

б) рекомендуемые данные о конструкциях добывающих и нагнетательных скважин в табличной или графической форме (диаметры и глубина спуска обсадных колонн, высота подъема цемента, типы эксплуатационных забоев), с учетом глубины залегания, геолого-геофизических свойств коллекторов, наличия в разрезе многолетнемерзлых и обваливающихся пород;

в) рекомендации по технологии производства буровых работ с учетом требований в области промышленной безопасности на опасных производственных объектах нефтегазодобывающих производств, а также требований противофонтанной и газовой безопасности.

6.14.2. Методы вскрытия и освоения продуктивных пластов:

Приводятся рекомендации по методам первичного и вторичного вскрытия пластов с учетом их геолого-физических характеристик, мерам по предупреждению ухудшения свойств призабойной зоны пласта в процессе бурения.

При освоении добывающих и нагнетательных скважин рекомендуются способы вызова притока, методы обработки призабойной зоны и интенсификации притоков, обеспечивающие восстановление или повышение естественной проницаемости.

6.14.3. Геофизические и геолого-технологические исследования в процессе бурения скважин:

Объем исследований обосновывается с учетом особенностей геологического строения месторождения и сложившегося комплекса геофизических исследований в регионе, в соответствии с действующими стандартами и рекомендациями, полученными при государственной экспертизе подсчета запасов.

Раздел должен содержать:

а) комплексы геофизических и геолого-технологических исследований, осуществляемых для контроля процесса бурения и траектории скважин в зависимости от их назначения, сложности геологического разреза и параметров профиля;

б) полный комплекс геофизических, гидродинамических и геохимических исследований для изучения параметров геологического разреза и продуктивных пластов, рассматриваемых в ПТД.

6.14.4. Мероприятия по безопасному ведению работ, связанных с пользованием недрами:

Приводится описание мероприятий, направленных на обеспечение безопасного ведения работ при производстве буровых работ, вскрытии пластов и освоении, консервации и ликвидации скважин.

6.14.5. Консервация и ликвидация скважин:

Формулируются требования к выполнению работ по консервации, с учетом последующей расконсервации скважин. Указывается информация о сроках и условиях выполнения работ по консервации и (или) ликвидации скважин, иных подземных сооружений, а также рекультивации земель. В работах по консервации и ликвидации скважин учитываются требования в области промышленной безопасности на опасных производственных объектах нефтегазодобывающих производств.

6.15. Техника и технология добычи УВС:

6.15.1. Анализ фактических режимов эксплуатации добывающих скважин.

Приводится статистическая информация о фактических режимах работы добывающих скважин, в том числе:

а) дебиты по нефти, жидкости, газу, конденсату;

б) пластовые, забойные, устьевые давления, депрессии;

в) конструкции скважинного оборудования;

г) глубины спуска оборудования;

д) динамические уровни;

е) коэффициент использования фонда скважин;

ж) межремонтный период работы скважин, наработку подземного оборудования на отказ.

Оцениваются соответствие фактических и проектных параметров, исследуются причины простоя скважин, предлагаются геолого-технические мероприятия по повышению эффективности использования скважин.

6.15.2. Обоснование способа и технологических параметров эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования:

Дается обоснование следующих параметров:

а) забойные и устьевые давления и температуры в добывающих скважинах;

б) предельные давления фонтанирования и условия перевода скважин на механизированную эксплуатацию.

Рекомендуются способы эксплуатации скважин с выдачей исходных данных для дальнейших экономических расчетов.

Для каждого способа добычи обосновываются конструкции лифтов, выбор основного внутрискважинного и наземного оборудования, которое удовлетворяет конкретным условиям эксплуатации, особенностям применения методов повышения извлечения УВС, требованиям контроля за процессом разработки.

Для глубиннонасосной эксплуатации приводится обоснование типа, типоразмеров насосов и оптимальных параметров их эксплуатации.

Для газлифтного способа эксплуатации скважин обосновываются типы рекомендуемых газлифтных установок (компрессорный, бескомпрессорный, непрерывный, периодический, с плунжером), ресурсы и источники рабочего агента (газа), устьевое давление и удельные расходы рабочего агента.

В вариантах одновременно-раздельной эксплуатации нескольких объектов одной скважиной обосновывается выбор специального устьевого и внутрискважинного оборудования, обеспечивающего контроль и регулирование процесса разработки каждого пласта.

6.15.3. Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин:

Определяются факторы, осложняющие процесс эксплуатации добывающих скважин, рекомендуются технологии по предупреждению и борьбе с осложнениями, в том числе:

а) вынос песка и образование песчаных пробок;

б) для газовых скважин предусматриваются мероприятия по обеспечению выноса жидкости (воды и конденсата), использование методов удаления «конденсатных банок» из призабойной зоны скважины;

в) коррозия оборудования;

г) отложение парафина, смол, асфальтенов и солей в подземном и наземном оборудовании;

д) гидратообразование в насосно-компрессорных трубах, затрубном пространстве и напорных линиях скважин;

е) застывание нефти в стволе скважины и системе сбора продукции;

ж) замерзание продукции на устьях и стволах нагнетательных и добывающих скважин, напорных и выкидных линий;

з) образование жидкостных пробок для газовых и газоконденсатных скважин при низких скоростях потока;

и) риски разрушения призабойной зоны;

к) риски абразивного износа из-за выноса мехпримесей;

л) образование конусов воды и газа.

Даются рекомендации по технике и технологиям глушения скважин с сохранением коллекторских свойств призабойной зоны.

6.15.4. Рекомендации к системе внутрипромыслового сбора, подготовки и учета продукции скважин:

Дается описание принципиальной схемы системы сбора и подготовки нефти, газа, конденсата и воды.

Приводятся сведения о коррозионной активности добываемой продукции. Определяются требования к продукции промысла и подлежащим утилизации отходам.

Приводятся факторы, осложняющие работу системы, в том числе отложение парафина, смол, солей, гидратов, наличие коррозионно-активных компонентов, а также технические и технологические предложения по повышению эффективности ее использования, включая технические решения.

Определяются требования к оборудованию, аппаратам и сооружениям системы, в том числе к системе измерения количества извлекаемых из недр нефти, растворенного газа, свободного газа и конденсата.

Для газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений обосновывается расход газа и конденсата на собственные нужды и потери при освоении и исследовании скважин и проведении технологических операций (в том числе продувки для выноса жидкости).

Для планируемых к вводу в разработку морских месторождений обосновывается предлагаемый к использованию тип объектов обустройства (искусственные островные и эстакадные сооружения, стационарные и плавучие платформы, подводные добычные комплексы, иной тип объектов обустройства).

6.15.5. Рекомендации к системе поддержания пластового давления:

Дается краткое описание системы ППД проектируемого месторождения.

Проводится анализ установленных мощностей основных объектов системы ППД (водозабора, системы подготовки воды, кустовых насосных станций, водоводов высокого и низкого давления, нагнетательных скважин).

Обосновываются устьевые давления нагнетательных скважин, обеспечивающие проектные забойные давления. Даются рекомендации по набору технологического оборудования для обеспечения устьевого давления закачки воды.

С учетом геолого-физических характеристик продуктивных пластов, состава и свойств пород и насыщающих флюидов формулируются требования к качеству закачиваемых вод.

Качество воды оценивается по следующим основным параметрам: количеству механических примесей (КВЧ – количество взвешенных частиц), нефтепродуктов, железа и его соединений, дающих при окислении кислородом нерастворимые осадки, закупоривающие поры пласта, сероводорода, способствующего коррозии водоводов и оборудования, микроорганизмов, а также солевому составу воды и ее плотности.

Пригодность воды оценивается в лаборатории (стандартный анализ состава и свойств, опыты по затуханию фильтрации через естественный керн) и пробной закачкой в пласт.

В соответствии с перспективой развития системы ППД месторождения, рассчитывается баланс проектных объемов закачки различных типов вод (в том числе попутно добываемых, из поверхностных источников, из подземных водоносных горизонтов). Представляются сведения о запасах пластовых вод, пригодных для использования для ППД.

Уточняются источники водоснабжения, мощности системы водоподготовки и кустовых насосных станций. Мощности объектов системы ППД рассчитываются на проектный объем максимальной годовой закачки воды. При необходимости даются предложения по расширению системы ППД.

Определяются требования к внутрискважинному оборудованию, в том числе для одновременно-раздельной закачки.

При избытке подтоварной воды даются рекомендации по использованию геологических объектов для закачки подтоварной воды, количеству и местоположению поглощающих скважин для закачки в них излишков вод.

При применении других технологий (например, газового и водогазового воздействия, физико-химического воздействия, закачки пара или горячей воды) выполняются аналогичные процедуры анализа, обоснования и расчетов.

Варианты с поддержанием пластового давления для разработки газоконденсатных залежей рассматриваются для уникальных по содержанию конденсата залежей. При расчете вариантов разработки с ППД приводятся:

а) обоснование типа и объемов закачиваемого агента (сухого отбензиненного газа, неуглеводородных газов);

б) обоснование давления нагнетания и мощности компрессорной станции;

в) подбор оборудования для учета объемов закачиваемого агента;

г) обеспечение контроля за изменением состава добываемой продукции из скважин;

д) проведение оценки увеличения коэффициента конденсатоотдачи пласта и экономической эффективности вариантов с ППД.

6.15.6. Обоснование геологических объектов и конструкции поглощающих скважин для утилизации попутно добываемых вод:

На проектный период приводится баланс вод, закачиваемых в продуктивные отложения и отбираемых (в том числе попутно добываемых) из подземных водоносных горизонтов и поверхностных источников.

Дается обоснование:

а) мероприятий по обеспечению баланса закачки воды и отбора жидкости;

б) выбора подземного водоносного горизонта;

в) конструкции поглощающих скважин и внутрискважинного оборудования;

г) количества и местоположения поглощающих скважин.

6.15.7. Обеспечение водоснабжения:

Данный раздел является дополнительным и включается в состав ПТД в случаях необходимости согласования проектной документации на добычу подземных вод для собственных производственных и технологических нужд.

Выбор источника водоснабжения основывается на оценке запасов и качестве воды источника. Источниками для закачки воды в пласт могут быть: открытые водоемы (реки, озера, моря); грунтовые воды, к которым относятся подрусловые воды; водоносные горизонты данного месторождения; сточные воды, состоящие из смеси, добытой вместе с нефтью, газом и конденсатом пластовой воды, воды отстойных резервуарных парков, установок по подготовке УВС, ливневые воды промысловых объектов. Использование для нужд ППД воды осуществляется при недопущении образования нерастворимых соединений при контакте с пластовой водой и отрицательного влияния на нефте- и (или) газо- и (или) конденсатоотдачу пластов.

Раздел должен содержать:

а) обоснование выбора источника водоснабжения;

б) расчет потребности в воде и обеспеченность ее запасами подземных вод;

в) требования к качеству воды;

г) конструкции водозаборных скважин, способы бурения и опробование скважин;

д) рекомендации по эксплуатации водозабора;

е) программу гидрогеологических наблюдений в процессе эксплуатации водозабора.

6.15.8. Мероприятия по рациональному использованию попутного нефтяного газа:

Приводится комплекс мероприятий по обеспечению рационального использования ПНГ в соответствии с требованиями, установленными законодательством Российской Федерации о недрах, в том числе для целей повышения нефтеотдачи.

Промышленная разработка нефтяных и нефтегазовых месторождений допускается только при условии, когда добываемый вместе с нефтью газ используется для коммерческой реализации, собственных производственных и технологических нужд или, в целях временного хранения, закачивается в специальные подземные хранилища, в разрабатываемые или подлежащие разработке нефтяные пласты.

6.16. Контроль процесса разработки:

В разделе с учетом геологического строения и стадии разработки месторождения обосновываются цели, задачи и мероприятия по контролю за процессом разработки. Для разрабатываемых месторождений анализируется

эффективность реализуемой системы наблюдений и применяемых методов контроля и, в случае необходимости, вносятся уточнения и дополнения в ранее принятые решения. Для крупных месторождений обосновываются требования к опорным сетям наблюдений по видам контроля.

Количество и местоположение контрольных скважин различных типов (наблюдательных, пьезометрических, геофизических) и сроки их строительства, их местоположение приводятся на картах размещения эксплуатационных скважин. Предусматривается проведение первичных и фоновых исследований и измерений по новым скважинам.

Обосновываются и приводятся требования и рекомендации по методам, оборудованию, объему и периодичности исследований и измерений по:

а) контролю за изменением пластовых давлений в процессе разработки;

б) гидродинамическим методам исследования с целью определения и контроля изменения продуктивности скважин, гидродинамических характеристик пластов и изучения гидродинамической связи по площади и разрезу;

в) регистрации динамических характеристик потока флюидов в эксплуатационных скважинах (давление, температура, расход продукции), в том числе дистанционным методам контроля режимов работы скважин;

г) контролю обводненности и газового фактора продукции нефтяных скважин;

д) определению количества и состава конденсационных и пластовых вод, выносимых вместе с газом из газовых и газоконденсатных скважин;

е) контролю текущей газоконденсатной характеристики газоконденсатных и нефтегазоконденсатных залежей;

ж) наблюдению за водонапорным бассейном и продвижением воды в залежи в пьезометрических скважинах (измерения статических уровней, отборы проб, объемы гидрохимических исследований);

з) индикаторным исследованиям в целях определения направления и скорости перемещения пластовых флюидов, уточнения геологического строения и степени неоднородности продуктивных пластов;

и) физико-химическим исследованиям поверхностных и глубинных проб нефти, газа, конденсата и воды;

к) промыслово-геофизическому контролю за процессом разработки залежей и работой отдельных скважин, в том числе по определению профилей притока и приемистости, текущей нефтегазонасыщенности, положения флюидальных контактов, продвижения фронтов вытеснения при закачке нагнетаемых агентов;

л) геофизическим исследованиям по контролю технического состояния скважин.

Приводятся рекомендации по комплексированию рассматриваемых исследований с другими геолого-промысловыми наблюдениями.

Перечень мероприятий и исследований по видам контроля и их периодичности приводится в соответствии с таблицей 75 Приложения № 3 к настоящим Правилам.

6.17. Доразведка и научно-исследовательские работы:

6.17.1. Выполнение программы доразведки и научно-исследовательских работ:

Приводятся сведения о выполнении программы, предусмотренной действующим ПТД. Выделяются недостаточно разведанные залежи и (или) участки, и обосновывается необходимость их доразведки.

6.17.2. Программа доразведки и научно-исследовательских работ на прогнозный период:

Обосновываются мероприятия по доразведке и научно-исследовательским работам с целью уточнения геологического строения и повышения категорийности запасов, в том числе:

а) участки, объемы и сроки проведения сейсмических исследований;

б) количество, местоположение и очередность бурения скважин, необходимых для доразведки, возлагаемые на них задачи и объемы испытания;

в) рекомендации по интервалам и объемам отбора керна, выполнению стандартных и специальных исследований по определению его фильтрационно-емкостных характеристик;

г) рекомендации по стандартным и специальным комплексам промыслово-геофизических исследований, гидродинамическим и газоконденсатным исследованиям скважин, отбору проб и физико-химическим исследованиям пластовых флюидов;

д) рекомендации по выполнению необходимых тематических и научно-исследовательских работ.

Приводится программа доразведки и исследовательских работ в соответствии с таблицами 76, 77 Приложения № 3 к настоящим Правилам.

6.18. Мероприятия по рациональному использованию и охране недр, обеспечению требований в области охраны окружающей среды и обеспечения экологической безопасности при пользовании недрами:

Приводятся основные организационно-технические и технологические мероприятия, обеспечивающие охрану недр, окружающей среды от возможных вредных воздействий, связанных с эксплуатацией данного месторождения.

6.18.1. Основные источники воздействия на недра при бурении и эксплуатации скважин:

Дается характеристика основных источников воздействия на недра.

Указываются источники воздействия на недра при производстве буровых работ, геологические зоны и объекты, подвергающиеся загрязнению; пути проникновения загрязняющих веществ в геологические объекты.

6.18.2. Мероприятия по охране недр при производстве буровых работ:

Приводятся основные требования в области охраны недр при производстве буровых работ к средствам очистки технологических жидкостей с целью минимизации загрязнения флюидосодержащих горизонтов; противовыбросовому оборудованию; токсичности и безопасности материалов и реагентов для их утилизации.

Приводятся основные требования к долговечности крепления скважины и токсичности материалов для цементирования; контролируемые параметры

и средства их измерения; методы, периодичность контроля качества и надежности системы крепления; мероприятия по предупреждению загрязнений.

Приводятся основные требования к отработке пласта при освоении скважин, утилизации пластового флюида или его откачки в выкидную линию; хранению, транспортировке, применению и утилизации агрессивных сред, закачиваемых в скважины; созданию допустимой депрессии на пласт, цементное кольцо и эксплуатационную колонну.

Приводятся основные мероприятия по предупреждению межпластовых и заколонных перетоков из других объектов.

6.18.3. Мероприятия по охране недр при эксплуатации скважин:

В процессе эксплуатации требуется обеспечение контроля за выработкой запасов, с учетом добываемой продукции и ее потерь, состоянием надпродуктивной части разреза в процессе всего периода эксплуатации. При возникновении осложнений реализуются меры по их устранению (ремонтно-изоляционные работы, консервация и ликвидация скважин). Приводятся требования к выполнению работ по консервации и ликвидации скважин.

6.18.4. Мероприятия по обеспечению требований в области охраны окружающей среды и обеспечения экологической безопасности при пользовании недрами:

Приводятся основные нормативно-правовые документы по охране окружающей среды, дается характеристика основных источников воздействия на окружающую среду при производстве буровых работ. Указываются источники воздействия на окружающую среду, пути проникновения загрязняющих веществ в природные среды при производстве буровых работ.

Приводятся основные мероприятия, направленные на уменьшение воздействия на окружающую среду, на расселение и природопользование местного населения, на предотвращение аварийных выбросов, локализацию и ликвидацию аварийных разливов, утилизацию отходов производства и потребления при производстве буровых работ.

Приводятся мероприятия по организации природоохранной деятельности и осуществлению производственного экологического мониторинга.

6.19. Заключение:

В Заключении формулируются принципиальные положения ПТД и рекомендуемого варианта разработки.

Приводятся рекомендуемые для утверждения в рамках государственной экспертизы запасов полезных ископаемых коэффициенты извлечения и извлекаемые запасы УВС по подсчетным объектам и месторождению в целом.

6.20. Список использованных источников:

Приводятся названия материалов, авторы, место и год издания (составления).

VII. Оформление проектного технического документа

7.1. ПТД должен содержать данные, позволяющие производить анализ

проектных решений без личного участия исполнителей ПТД.

7.2. Для дополнительного обоснования проектных решений в ПТД могут быть включены дополнительные подразделы, дополнительные графические материалы и таблицы, без изменения нумерации обязательных разделов, таблиц и графических приложений.

7.3. Материалы ПТД должны включать: текстовую часть, таблицы, рисунки, графические и табличные приложения, техническое задание на выполнение работы. Табличные приложения представляются в формате MS Excel.

Текстовая часть нумеруется следующим образом:

- разделы, предусмотренные пунктами 6.2, 6.3, 6.4, 6.5 настоящих Правил, – не нумеруются;
- раздел, предусмотренный пунктом 6.6 настоящих Правил, – нумеруется как глава 1, подразделы главы нумеруются как 1.1, 1.2, и далее по порядку;
- раздел, предусмотренный пунктом 6.7 настоящих Правил, нумеруется как глава 2, раздел 6.8 нумеруется как глава 3 и далее по порядку.

Объемы и детальность проработки отдельных разделов определяются исполнителями ПТД, а также техническим заданием, в зависимости от сложности строения залежей, количества ЭО и рассматриваемых вариантов их разработки, стадии проектирования.

7.4. Если ПТД состоит из двух и более частей (томов), то каждая часть (том) должна включать свой титульный лист, соответствующий титульному листу первой части (тома) и содержащий сведения, относящиеся к данной части (тому).

7.5. Страницы текста ПТД должны соответствовать формату листа А4, для таблиц допускается формат А3.

7.6. ПТД выполняется любым печатным способом на одной стороне листа белой бумаги через полтора интервала. В качестве цвета шрифта используется черный. Используемая высота букв, цифр и других знаков – не менее 1,8 мм (кегль 12).

7.7. Печать текста и оформление иллюстраций и таблиц выполняется с соблюдением качества, удовлетворяющего требованию их четкого воспроизведения.

7.8. Страницы ПТД следует нумеровать арабскими цифрами, соблюдая сквозную нумерацию по каждой книге. Титульный лист ПТД включается в общую нумерацию страниц отчета. Номер страницы на титульном листе не проставляется.

7.9. Таблицы, расположенные на отдельных листах, должны включаться в общую нумерацию страниц отчета. Иллюстрации и таблицы на листе формата А3 должны учитываться как одна страница.

7.10. Название таблицы помещается над таблицей слева, без абзацного отступа в одну строку с ее номером через тире. Название рисунка помещается под рисунком слева.

7.11. Таблицы, за исключением таблиц приложений, нумеруются арабскими цифрами сквозной нумерацией. Допускается нумеровать таблицы в пределах раздела.

7.12. Сведения об использованных источниках располагаются в порядке появления ссылок на источники в тексте отчета и нумеруются арабскими цифрами без точки и печатаются с абзацного отступа.

7.13. Приложение к ПТД оформляется в виде составной части ПТД или в виде самостоятельной части (тома).

7.14. В приложениях используется сквозная нумерация страниц. При необходимости такое приложение может иметь «Содержание».

7.15. Исходные данные по запасам УВС в пластах, их геолого-физические характеристики, результаты расчетов технологических показателей разработки приводятся в соответствии с требованиями, установленными Положением о единицах величин, допускаемых к применению в Российской Федерации, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 31.10.2009 № 879 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2009, № 45, ст. 5352; 2015, № 34, ст. 4905).

7.16. Графические материалы исполняются в соответствии с требованиями, установленными для составления горной графической документации. Перечень рекомендуемых графических приложений представлен в Приложении № 4 к настоящим Правилам.

7.17. К ПТД прилагаются геологические и гидродинамические модели, включая пусковые файлы, обеспечивающие запуск моделей без присутствия исполнителей ПТД.

7.18. Для представления ПТД на согласование в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 03.03.2010 № 118 к ПТД прилагается реферат, оформленный в виде отдельной книги.

7.19. В реферате приводится краткое изложение следующих основных положений ПТД:

а) общие сведения о месторождении;

б) краткая геологическая характеристика;

в) геолого-промысловая характеристика;

г) сведения о запасах;

д) история проектирования разработки;

е) состояние разработки;

ж) принципиальные положения рассматриваемого ПТД;

з) экономическое обоснование варианта, рекомендуемого к применению;

и) характеристика извлекаемых запасов и коэффициентов извлечения УВС;

к) рекомендации по доизучению месторождения и программа исследовательских работ;

л) охрана недр.

7.20. К реферату прилагаются следующие таблицы, предусмотренные Приложением № 3 к настоящим Правилам:

а) состояние запасов УВС в соответствии с таблицами 19-25;

б) геолого-геофизическая характеристика ЭО в соответствии с таблицей 18;

в) сравнение проектных и фактических показателей разработки по ЭО

и месторождению в целом в соответствии с таблицами 30-33;

г) характеристика фонда скважин в соответствии с таблицей 27;

д) эффективность применения ГТМ и новых методов повышения извлечения УВС и интенсификации добычи УВС и прогноз их применения в соответствии с таблицами 43–44;

е) исходные данные для расчета экономических показателей в соответствии с таблицей 46;

ж) основные технико-экономических показатели вариантов разработки в соответствии с таблицей 47;

з) сопоставление технологических и рентабельных извлекаемых запасов и коэффициентов извлечения УВС с числящимися на ГБЗ в соответствии с таблицами 66-74;

и) технологические показатели разработки в соответствии с таблицами 38-41 по рекомендуемому варианту по промышленным категориям по ЭО и по месторождению в целом. Допускается представление таблиц на первые 10 лет по годам и далее по пятилеткам;

к) программа исследовательских работ и доразведки в соответствии с таблицами 76 - 77;

л) программа работ по вводу в эксплуатацию неработающих скважин в соответствии с таблицей 45.

К реферату прилагаются следующие графические материалы в виде рисунков:

а) обзорная карта района работ;

б) геологические профили, характеризующие продуктивный разрез;

в) карты текущих и накопленных отборов на картах нефтегазонасыщенных толщин;

г) схема размещения скважин эксплуатационного фонда по рекомендуемому варианту разработки на картах нефтегазонасыщенных толщин или на картах текущих подвижных запасов;

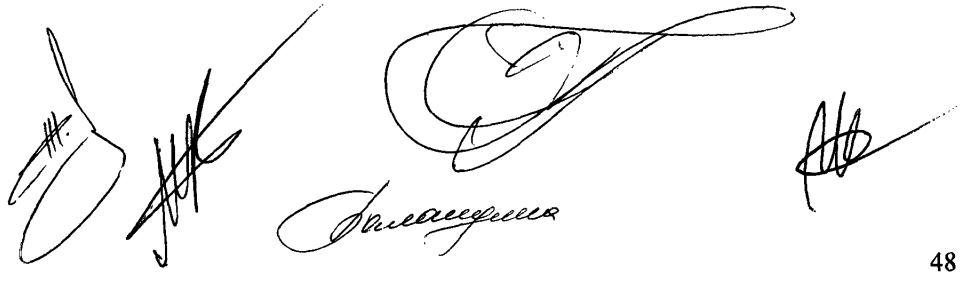
д) для многопластовых месторождений карта совмещенных контуров нефтегазоносности.

Приложение № 1
к Правилам подготовки
технических проектов
разработки месторождений
углеводородного сырья

СОДЕРЖАНИЕ
проектного технологического документа

Титульный лист
Список исполнителей
Информационная справка
Введение
1 Общие сведения о месторождении и лицензионном участке
2 Геолого-физическая характеристика месторождения
2.1 Геологическое строение месторождения
2.2 Гидрогеологические и инженерно-геологические условия
2.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов
2.4 Свойства и состав пластовых флюидов
2.5 Запасы УВС
3 Состояние разработки месторождения
3.1 Основные этапы проектирования разработки месторождения
3.2 Характеристика текущего состояния разработки месторождения в целом
3.3 Текущее состояние разработки эксплуатационных объектов
3.4 Анализ выработки запасов
3.5 Сопоставление фактических и проектных показателей разработки
4 Модели месторождения
4.1 Геологическая модель
4.2 Гидродинамическая модель
5 Проектирование разработки месторождения
5.1 Выделение эксплуатационных объектов
5.2 Технологические показатели вариантов разработки и выбор рекомендуемого варианта разработки
6 Методы интенсификации добычи УВС и повышения коэффициента извлечения УВС пластов
6.1 Анализ эффективности применяемых методов
6.2 Обоснование применения методов повышения коэффициентов извлечения и интенсификации добычи УВС на прогнозный период. Программа применения методов
6.3 Опытно-промышленные работы
7 Экономическая оценка вариантов разработки
7.1 Методика и исходные данные для экономической оценки
7.1.1 Макроэкономические показатели и расчет чистых цен УВС
7.1.2 Система налогов и платежей
7.1.3 Оценка капитальных, текущих, эксплуатационных и внереализационных расходов
7.2 Технико-экономические показатели вариантов разработки
7.3 Анализ чувствительности
8 Характеристика извлекаемых запасов и коэффициентов извлечения УВС
8.1 Анализ расчетных величин коэффициентов извлечения УВС
8.2 Обоснование рекомендуемых извлекаемых запасов и коэффициентов извлечения

8.3 Анализ изменения извлекаемых запасов
9 Конструкции скважин, производство буровых работ, методы вскрытия пластов и освоения скважин, исследования скважин в процессе бурения, консервация и ликвидация скважин
9.1 Конструкции скважин и производство буровых работ
9.2 Методы вскрытия и освоения продуктивных пластов
9.3 Геофизические и геолого-технологические исследования в процессе бурения
9.4 Мероприятия по безопасному ведению работ, связанных с пользованием недрами
9.5 Консервация и ликвидация скважин
10 Техника и технология добычи УВС
10.1 Анализ фактических режимов эксплуатации добывающих скважин
10.2 Обоснование способа и технологических параметров эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования
10.3 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин
10.4 Рекомендации к системе внутрипромыслового сбора, подготовки и учета продукции скважин
10.5 Рекомендации к системе поддержания пластового давления
10.6 Обоснование геологических объектов и конструкции поглощающих скважин для утилизации попутно добываемых вод
10.7 Обеспечение водоснабжения
10.7.1 Обоснование выбора источника водоснабжения
10.7.2 Расчет потребности в воде и обеспеченность ее запасами подземных вод
10.7.3 Требования к качеству воды
10.7.4 Конструкции водозаборных скважин. Технологии бурения и опробования водозаборных скважин
10.7.5 Рекомендации по эксплуатации водозабора
10.7.6 Программа гидрогеологических наблюдений в процессе эксплуатации водозабора
10.8 Мероприятия по рациональному использованию попутного нефтяного газа
11 Контроль процесса разработки
12 Доразведка и научно-исследовательские работы
12.1 Выполнение программы доразведки и научно-исследовательских работ
12.2 Программа доразведки и научно-исследовательских работ на прогнозный период
13 Мероприятия по рациональному использованию и охране недр, обеспечению требований в области охраны окружающей среды и обеспечения экологической безопасности при пользовании недрами
13.1 Основные источники воздействия на недра при бурении и эксплуатации скважин
13.2 Мероприятия по охране недр при производстве буровых работ
13.3 Мероприятия по охране недр при эксплуатации скважин
13.4 Мероприятия по обеспечению требований в области охраны окружающей среды и обеспечения экологической безопасности при пользовании недрами
Заключение
Список использованных источников
Табличные приложения
Графические приложения



Приложение № 2
к Правилам подготовки
технических проектов
разработки месторождений
углеводородного сырья

Образец

Титульный лист

Наименование организации-недропользователя

Наименование организации-исполнителя

СОГЛАСОВАНО:
Главный геолог
АО «Компания
Недропользователя..»

_____ Ф.И.О.
«__» _____ 20__ г.

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель
АО «Компания
Недропользователя..»

_____ Ф.И.О.
«__» _____ 20__ г.

ОТЧЕТ

НАИМЕНОВАНИЕ РАБОТЫ

ТОМ №

Книга №

Текстовая часть
(табличные приложения, графические приложения)

Руководитель организации-исполнителя подпись, Ф.И.О.

Руководитель работы:
Должность подпись, Ф.И.О.

Место составления, 20__ г.

Приложение № 3
к Правилам подготовки
технических проектов
разработки месторождений
углеводородного сырья

Перечень табличных приложений к проектным документам на разработку месторождений УВС

Таблица 1.	Общая характеристика залежей
Таблица 2.	Характеристика залежей по результатам интерпретации ГИС
Таблица 3.	Характеристики вытеснения нефти рабочим агентом (водой, газом)
Таблица 4.	Характеристики вытеснения газа водой
Таблица 5.	Результаты опробований и гидродинамических исследований разведочных и эксплуатационных скважин
Таблица 6.	Результаты газодинамических исследований залежей и пластов
Таблица 7.	Результаты опробования и газодинамических исследований разведочных и эксплуатационных скважин (приводится только для ППЭ и ДППЭ)
Таблица 8.	Сравнение фильтрационно-емкостных свойств (керн, ГИС, ГДИ)
Таблица 9.	Свойства пластовой и дегазированной нефти
Таблица 10.	Компонентный состав нефти и растворенного газа
Таблица 11.	Количество и виды промысловых и лабораторных исследований свободного газа и конденсата
Таблица 12.	Свойства свободного газа, средний компонентный состав газа и конденсата
Таблица 13.	Средний фракционный состав и физико-химические свойства дегазированного (стабильного) конденсата
Таблица 14.	Средний групповой состав дегазированного (стабильного) конденсата, нефти
Таблица 15.	Результаты исследований газоконденсатных систем
Таблица 16.	Потенциальное содержание C_{5+B} в пластовом газе при снижении пластового давления
Таблица 17.	Свойства и химический состав пластовых вод
Таблица 18.	Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов
Таблица 19.	Сведения о запасах нефти на государственном балансе
Таблица 20	Сведения о запасах растворенного газа на государственном балансе
Таблица 21.	Сведения о запасах свободного газа на государственном балансе
Таблица 22.	Сведения о запасах газа газовых шапок на государственном балансе
Таблица 23.	Сведения о запасах конденсата на государственном балансе
Таблица 24.	Сводная таблица подсчетных параметров, начальных запасов нефти и растворенного газа
Таблица 25.	Сводная таблица подсчетных параметров, начальных запасов свободного газа, газа газовой шапки, конденсата

Таблица 26. Состояние реализации проектного фонда скважин
Таблица 27. Характеристика фонда скважин
Таблица 28. Основные технологические показатели разработки
Таблица 29. Фактические технологические показатели разработки
Таблица 30. Сравнение проектных и фактических показателей разработки (нефть)
Таблица 31. Сравнение проектных и фактических показателей разработки (газ газовых шапок)
Таблица 32. Сравнение проектных и фактических показателей разработки (свободный газ)
Таблица 33. Сравнение проектных и фактических показателей разработки (добыча газа всего)
Таблица 34. Сопоставление параметров и запасов УВС геологической модели с данными, представленными для утверждения
Таблица 35. Сопоставление параметров и запасов УВС геологической и гидродинамической моделей
Таблица 36. Основные исходные характеристики прогнозных вариантов разработки нефтяных ЭО
Таблица 37. Основные исходные характеристики прогнозных вариантов разработки газовых и газоконденсатных ЭО
Таблица 38. Технологические показатели разработки (нефть)
Таблица 39. Технологические показатели разработки (газ газовых шапок)
Таблица 40. Технологические показатели разработки (свободный газ)
Таблица 41. Технологические показатели разработки (добыча газа всего)
Таблица 42. Прогноз добычи воды для технологических нужд
Таблица 43. Эффективность применения ГТМ, методов повышения коэффициента извлечения нефти (КИН) и интенсификации добычи нефти, прогноз их применения (нефть)
Таблица 44. Эффективность применения ГТМ, методов повышения коэффициента извлечения конденсата (КИК) и интенсификации добычи газа, прогноз их применения (газ)
Таблица 45. Программа работ по вводу в эксплуатацию неработающих скважин
Таблица 46. Экономические показатели, удельные затраты
Таблица 47. Характеристика расчетных технико-экономических показателей вариантов разработки ЭО
Таблица 48. Капитальные затраты в разработку нефтяных ЭО
Таблица 49. Капитальные затраты в разработку газовых, газоконденсатных ЭО и ЭО с газовой шапкой
Таблица 50. Эксплуатационные затраты (текущие затраты по статьям калькуляции)
Таблица 51. Эксплуатационные затраты (текущие затраты по элементам затрат)
Таблица 52. Расчет НДПИ при добыче нефти

Таблица 53. Расчет НДПИ при добыче газа и (или) конденсата
Таблица 54. Расчет прибыли от реализации продукции и ЧДД пользователя недр
Таблица 55. Расчет дохода государства
Таблица 56. Анализ чувствительности изменения ЧДД пользователя недр и рентабельно извлекаемых запасов УВС
Таблица 57. Сопоставление коэффициентов извлечения нефти по вариантам разработки
Таблица 58. Сопоставление коэффициентов извлечения газа газовой шапки и конденсата по вариантам разработки
Таблица 59. Сопоставление коэффициентов извлечения свободного газа и конденсата по вариантам разработки
Таблица 60. Сопоставление по вариантам разработки извлекаемых запасов нефти и растворенного газа, коэффициентов извлечения нефти
Таблица 61. Сопоставление по вариантам разработки извлекаемых запасов газа газовой шапки и конденсата, коэффициентов извлечения газа и конденсата
Таблица 62. Сопоставление по вариантам разработки извлекаемых запасов свободного газа и конденсата, коэффициентов извлечения газа и конденсата
Таблица 63. Сопоставление рекомендуемых извлекаемых запасов нефти и КИН с числящимися на государственном балансе запасов полезных ископаемых.
Таблица 64. Сопоставление рекомендуемых извлекаемых запасов газа газовой шапки и конденсата с числящимися на государственном балансе запасов полезных ископаемых
Таблица 65. Сопоставление рекомендуемых извлекаемых запасов свободного газа и конденсата с числящимися на государственном балансе запасов полезных ископаемых
Таблица 66. Сопоставление запасов нефти
Таблица 67. Сопоставление запасов растворенного газа
Таблица 68. Сопоставление запасов газа газовой шапки
Таблица 69. Сопоставление запасов свободного газа
Таблица 70. Сопоставление запасов конденсата
Таблица 71. Сопоставление рентабельных запасов нефти
Таблица 72. Сопоставление рентабельных запасов газа газовой шапки
Таблица 73. Сопоставление рентабельных запасов свободного газа
Таблица 74. Сопоставление рентабельных запасов конденсата
Таблица 75. Программа мероприятий по контролю за разработкой месторождения
Таблица 76. Программа научно-исследовательских работ и доразведки (нефть)
Таблица 77. Программа научно-исследовательских работ и доразведки (газ, конденсат)
Таблица 78. Данные по объектам промыслового обустройства и внешней инфраструктуры

Таблица 1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЗАЛЕЖЕЙ

_____ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Пласт	Залежь	Тип залежи	Размеры залежи, км × км	Площадь залежи, тыс. $м^2$	Абсолютная отметка /глубина залегания кровли (интервал изменения), м	Абсолютные отметки контактов (интервал изменения), м	Высота залежи, м
Пласт 1	Залежь 1 ... Залежь $М_1$						
...	...						
Пласт n	Залежь 1 ... Залежь $М_n$						

Примечание. Для залежей с газовыми шапками приводятся абсолютная отметка ГНК, размеры газовых шапок.

Таблица 2. ХАРАКТЕРИСТИКА ЗАЛЕЖЕЙ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГИС

_____ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ПЛАСТ _____

№ п/п	Параметр	Залежь 1	...	Залежь М	Пласт в целом
1	Общая толщина				
	количество скважин				
	минимальное значение, м				
	максимальное значение, м				
	среднее значение, м				
2	Эффективная толщина				
	количество скважин				
	минимальное значение, м				
	максимальное значение, м				
	среднее значение, м				
3	Эффективная нефтенасыщенная толщина				
	количество скважин				
	минимальное значение, м				
	максимальное значение, м				
	среднее значение, м				
4	Коэффициент песчанистости				
	количество скважин				
	минимальное значение, доли ед.				
	максимальное значение, доли ед.				
	среднее значение, доли ед.				
5	Коэффициент расчлененности				
	количество скважин				
	минимальное значение, ед.				
	максимальное значение, ед.				
	среднее значение, ед.				
6	Коэффициент начальной нефтенасыщенности				
	количество скважин,				
	минимальное значение, доли ед.				
	максимальное значение, доли ед.				
	среднее значение, доли ед.				

Примечание. Для залежей с газовыми шапками или газовых залежей дополнительно приводятся сведения об эффективных газонасыщенных толщинах и коэффициенте газонасыщенности.

Таблица 3. ХАРАКТЕРИСТИКИ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ РАБОЧИМ АГЕНТОМ (ВОДОЙ, ГАЗОМ)

_____ МЕСТОРОЖДЕНИЕ _____ ПЛАСТ

№ скважин	№ образца	Интервал отбора керна	Содержание связанной воды, доли ед.	Коэффициенты				
				пористости, доли ед.	проницаемости, мкм$^2 \cdot 10^{-3}$	начальной нефтенасыщенности, доли ед.	остаточной нефтенасыщенности, доли ед.	вытеснения, доли ед.
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Среднее значение коэффициента вытеснения								

Таблица 4. ХАРАКТЕРИСТИКИ ВЫТЕСНЕНИЯ ГАЗА ВОДОЙ

_____ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

№ скважин	№ образца	Интервал отбора	Содержание связанной воды, доли ед.	Коэффициент пористости, %	Коэффициент проницаемости, мкм$^2 \cdot 10^{-3}$	Остаточная газонасыщеность при начальных пластовых условиях, доли ед.
Пласт						
Среднее значение остаточной газонасыщенности						

Таблица 5. РЕЗУЛЬТАТЫ ОПРОБОВАНИЯ И ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ РАЗВЕДОЧНЫХ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН

_____ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ПЛАСТ _____

Номер скважины	Дата исследования	Интервал перфорации, м	Эффективная толщина, м		Дебит нефти, $м^3$/сут	Обводненность, %	Динамический уровень, м /депрессия, МПа	Коэффициент продуктивности, $м^3$/(сут·МПа)	Удельный коэффициент продуктивности, $м^3$/(сут·МПа·м)	Гидропроводность, 10^{-2} $мкм^2$·м /мПа·с	Коэффициент проницаемости, $мкм^2 \cdot 10^{-3}$	Вид исследования
			нефтенасыщенная	перфорированная								
Залежь 1												
Среднее значение												
...												
Залежь n												
Среднее значение												

Таблица 6. РЕЗУЛЬТАТЫ ГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ЗАЛЕЖЕЙ И ПЛАСТОВ

_____ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ПЛАСТ _____

№ пп.	Параметр	Залежь 1		Залежь 2		Залежь М		Всего
1	Начальное пластовое давление							
1.1	Количество скважин							
1.2	Количество определений							
1.3	Минимальное значение, МПа							
1.4	Максимальное значение, МПа							
1.5	Среднее значение, МПа							
2	Начальная пластовая температура							
2.1	Количество скважин							
2.2	Количество определений							
2.3	Минимальное значение, °С							
2.4	Максимальное значение, °С							
2.5	Среднее значение, °С							
3	Коэффициент проницаемости							
3.1	Количество скважин							
3.2	Количество определений							
3.3	Минимальное значение, $мкм^2 \cdot 10^{-3}$							
3.4	Максимальное значение, $мкм^2 \cdot 10^{-3}$							
3.5.	Среднее значение, $мкм^2 \cdot 10^{-3}$							
4	Коэффициент фильтрационного сопротивления А							
4.1	Количество скважин							
4.2	Количество определений							
4.3	Минимальное значение, $МПа^2/(тыс.\ м^3/сут)$							
4.4	Максимальное значение, $МПа^2/(тыс.\ м^3/сут)$							
4.5	Среднее значение, $МПа^2/(тыс.\ м^3/сут)$							
5	Коэффициент фильтрационного сопротивления В							
5.1	Количество скважин							
5.2	Количество определений							
5.3	Минимальное значение, $МПа^2/(тыс.\ м^3/сут)^2$							
5.4	Максимальное значение, $МПа^2/(тыс.\ м^3/сут)^2$							
5.5	Среднее значение, $МПа^2/(тыс.\ м^3/сут)^2$							

Таблица 7. РЕЗУЛЬТАТЫ ОПРОБОВАНИЯ И ГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ РАЗВЕДОЧНЫХ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН (ПРИВОДИТСЯ ТОЛЬКО ДЛЯ ППЭ И ДППЭ)

_____ МЕСТОРОЖДЕНИЕ _____ ПЛАСТ

Номер скважины	Дата исследования	Интервал перфорации, м	Метод определения дебита фаз	Диаметр, мм		Длительность работы на режиме, ч	Вид исследования	Эффективная толщина, м		Дебит					Коэффициент усадки	Плотность конденсата, кг/м^3		Давление, МПа				Температура, °С						Депрессия, МПа	Коэффициенты фильтрационных сопротивлений			Коэффициент проницаемости, мкм$^2 \cdot 10^{-3}$	Коэффициент анизотропии, дол.ед.
				штуцера	шайбы			Газонасосыщенная	Перфорированная	пластовой г/к смеси, тыс. м^3/сут	газа, тыс. м^3/сут	стабильного конденсата, м^3/сут	нестабильного конденсата, м^3/сут	воды, м^3/сут		стабильного	нестабильного	сепарации	Устьевое	Затрубное	Забойное	Пластовое	сепарации	Устьевая	Затрубная	Забойная	Пластовая		А, МПа^2/(тыс. м^3/сут.)	В, МПа^2/(тыс. м^3/сут.)^2	С		
Залежь 1																																
Среднее значение																																
Залежь n																																
Среднее значение																																

Таблица 8. СРАВНЕНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ (КЕРН, ГИС, ГДИ)

_____ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ПЛАСТ _____

№ п/п	Параметры, метод определения	Залежь 1	...	Залежь М	Пласт в целом
1	Коэффициент пористости				
1.1	Керн				
	количество скважин				
	охарактеризованная эффективная толщина, м				
	количество определений				
	минимальное значение, доли ед.				
	максимальное значение, доли ед.				
	среднее значение, доли ед.				
1.2	ГИС				
	количество скважин				
	минимальное значение, доли ед.				
	максимальное значение, доли ед.				
	среднее значение, доли ед.				
2	Коэффициент проницаемости				
2.1	Керн				
	количество скважин				
	охарактеризованная эффективная толщина, м				
	количество определений				
	минимальное значение, мкм$^2 \cdot 10^{-3}$				
	максимальное значение, мкм$^2 \cdot 10^{-3}$				
	среднее значение, мкм$^2 \cdot 10^{-3}$				
2.2	ГИС				
	количество скважин				
	минимальное значение, мкм$^2 \cdot 10^{-3}$				
	максимальное значение, мкм$^2 \cdot 10^{-3}$				
	среднее значение, мкм$^2 \cdot 10^{-3}$				
2.3	ГДИ				
	количество скважин				
	количество определений				
	минимальное значение, мкм$^2 \cdot 10^{-3}$				
	максимальное значение, мкм$^2 \cdot 10^{-3}$				
	среднее значение, мкм$^2 \cdot 10^{-3}$				

Таблица 9. СВОЙСТВА ПЛАСТОВОЙ И ДЕГАЗИРОВАННОЙ НЕФТИ

_____ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ПЛАСТ _____, ЗАЛЕЖЬ _____

№ п/п	Параметр	Диапазон значений	Среднее значение
	Свойства пластовой нефти		
1	Количество исследованных глубинных проб (скважин):		
2	Давление пластовое, МПа		
3	Температура пластовая, °С		
4	Давление насыщения пластовой нефти, МПа		
5	Газосодержание (стандартная сепарация), $м^3/т$		
6	Газосодержание при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании в рабочих условиях, $м^3/т$		
7	Плотность нефти в условиях пласта, $кг/м^3$		
8	Вязкость нефти в условиях пласта, мПа · с		
9	Коэффициент сжимаемости пластовой нефти, $1/МПа \cdot 10^{-4}$		
10	Плотность выделившегося газа в стандартных условиях, $кг/м^3$		
	– при однократном (стандартном) разгазировании		
	– при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании		
11	Плотность нефти в стандартных условиях, $кг/м^3$		
	– при однократном (стандартном) разгазировании		
	– при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании		
12	Объемный коэффициент, доли ед.		
	Свойства дегазированной нефти		
13	Количество исследованных поверхностных проб (скважин)		
14	Плотность дегазированной нефти, $кг/м^3$		
15	Вязкость дегазированной нефти, мПа·с		
	– при 20 °С		
	– при 50 °С		
16	Температура застывания дегазированной нефти, °С		
17	Массовое содержание, %		
	серы		
	смол силикагелевых		
	асфальтенов		
	парафинов		
18	Температура плавления парафина, °С		
19	Содержание микрокомпонентов, г/т		
	ванадий		
	никель		
20	Температура начала кипения, °С		
21	Фракционный состав (объемное содержание выкипающих), %		
	до 100 °С		
	до 150°С до 200 °С до 250 °С		
	до 300 °С		

Таблица 10. КОМПОНЕНТНЫЙ СОСТАВ НЕФТИ И РАСТВОРЕННОГО ГАЗА

_____ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ПЛАСТ _____, ЗАЛЕЖЬ _____

№ п/п	Наименование параметров, компонентов	Численные значения				
		при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		при дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		пластовая нефть
		выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
1	Молярная концентрация компонентов, %					
	– сероводород					
	– двуокись углерода					
	– азот + редкие газы					
	– в том числе (далее - в т.ч.) гелий					
	– метан					
	– этан					
	– пропан					
	– изобутан					
	– нормальный бутан					
	– изопентан					
	– нормальный пентан					
	– гексаны					
	– гептаны					
	– октаны					
	–остаток C_9+					
2	Молекулярная масса					
3	Плотность					
	– газа, кг/м^3					
	– газа относительная					
	(по воздуху), доли ед.					
	– нефти, кг/м^3					

Таблица 11. КОЛИЧЕСТВО И ВИДЫ ПРОМЫСЛОВЫХ И ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ СВОБОДНОГО ГАЗА И КОНДЕНСАТА

_____ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Пласт, залежь	Начальные				
	Число ГКИ	Изучено проб			PVT-исследования
		Газ	Конденсат		
		Сепарации	Насыщенный	Стабильный	

Примечание:

1. При наличии специальных исследований по определению содержания сероводорода, гелия и других попутных компонентов, количество этих исследований указывается отдельно.
2. Наличие исследований товарных свойств конденсата указывается отдельно.
3. ГКИ – промысловые исследования на газоконденсатность.

Таблица 12. СВОЙСТВА СВОБОДНОГО ГАЗА, СРЕДНИЙ КОМПОНЕНТНЫЙ СОСТАВ ГАЗА И КОНДЕНСАТА

_____ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ПЛАСТ _____, ЗАЛЕЖЬ _____

Компонент	Состав газов			Состав конденсата			Состав пластового газа	
	сепарации	дегазации	дебутанизации	дебутанизированного	сырого			
	% мол.	% мол.	% мол.	% мол.	% мол.	% масс.	% мол.	% масс.
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Метан CH_4								
Этан C_2H_6								
Пропан C_3H_8								
Изобутан i-C_4H_{10}								
Нормальный бутан n-C_4H_{10}								
Изопентан i-C_5H_{12}								
Нормальный пентан n-C_5H_{12}								
Гексаны C_6H_{14}								
Гептаны C_7H_{16}								
Октаны C_8H_{18}								
Нонаны C_9H_{20}								
Деканы + вышекипящие $C_{10}H_{22}$+								
Азот N_2								
Двуокись углерода CO_2								
Сероводород H_2S								
Меркаптаны RSH								
Гелий He								
Всего								
Расчетное количество (при условии количества компонентов газа сепарации 1000 кмоль), кмоль								
Молекулярная масса, кг/кмоль								

Плотность газа, кг/м^3								

Таблица 12 (продолжение)

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Коэффициент сверхсжимаемости газа, доли ед.								
Вязкость газа, мПа·с								
Пентан + вышекипящие С5+								
Молекулярная масса, кг/кмоль								
Плотность, кг/м^3								
Потенциальное содержание C_5+								
Среднее давление, МПа								
Средняя температура, °С								
Количество скважин								
Количество определений								

Таблица 13. СРЕДНИЙ ФРАКЦИОННЫЙ СОСТАВ И ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ДЕГАЗИРОВАННОГО (СТАБИЛЬНОГО) КОНДЕНСАТА

_____ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Наименование	Пласт 1					Пласт N		
	Залежь 1	Залежь ...	Залежь N					
Фракционный состав:								
Начало кипения (НК), °С								
10% об. (объёмных процентов) перегоняется при t °С								
20 -"-								
30 -"-								
40 -"-								
50 -"-								
60 -"-								
70 -"-								
80 -"-								
90 -"-								
Конец кипения (КК), °С								
Отгон, %								
Остаток, %								
Потери при перегонке, %								
Плотность при 20 °С, кг/м^3								
Молекулярная масса, кг/кмоль								
Температура помутнения, °С								
Температура застывания конденсата, °С								
Температура плавления парафина, °С								
Вязкость конденсата при -20 °С, мПа·с								
Вязкость конденсата при -10 °С, мПа·с								
Вязкость конденсата при +20 °С, мПа·с								
Вязкость конденсата при +40 °С, мПа·с								
Содержание общей серы, % масс.								
Содержание твердых парафинов, % масс.								
Содержание смол, % масс.								
Содержание асфальтенов, % масс.								
Количество скважин								
Количество определений								
Содержание УВ, % масс.								
Ароматические								
Нафтеновые								
Метановые								

Таблица 14. СРЕДНИЙ ГРУППОВОЙ СОСТАВ ДЕГАЗИРОВАННОГО (СТАБИЛЬНОГО) КОНДЕНСАТА, НЕФТИ

_____ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ПЛАСТ _____, ЗАЛЕЖЬ _____

Температурные пределы отбора фракций, °С	Выход фракций, % масс.	Содержание углеводородов, % масс.					
		на фракцию			на конденсат		
		аромат.	нафтен.	метан.	аромат.	нафтен.	метан.
до 60							
60–95							
95–122							
122–150							
150–200							
200–250							
250–300							
300–350							
350–400							
400–450							
450–500							
выше 500							
НК-200							
НК-300							
НК-400							
НК-500							
Конденсат							
Количество скважин							
Количество определений							

Таблица 15. РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СИСТЕМ

_____ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ПЛАСТ _____, ЗАЛЕЖЬ _____

Показатель	Значение показателя										
Метод контактно-дифференциальной конденсации											
Давление в камере PVT, МПа	Рпл	P_1 = Рнк	P_2	P_3	P_4	P_5	P_6	P_7	P_8	P_9	P_{10} = 0,103
Объем сухого газа, $м^3$											
Объем пластового газа, $м^3$											
Объем выпавшего сырого конденсата, $см^3$											
Насыщенность, %											
Объемное содержание в жидкой фазе (стабильный конденсат), $см^3/м^3$											
Объемный коэффициент стабильного конденсата в жидкой фазе, $см^3/м^3$											
Массовое содержание стабильного конденсата в жидкой фазе, $г/м^3$											
Метод контактной конденсации											
Давление в камере PVT, МПа	Рпл	P_1 = Рнк	P_2	P_3	P_4	P_5	P_6	P_7	P_8	P_9	P_{10} = 0,103
Объем сухого газа, $м^3$											
Объем пластового газа, $м^3$											
Объем выпавшего сырого конденсата, $см^3$											
Насыщенность, %											
Объемное содержание в жидкой фазе (стабильный конденсат), $см^3/м^3$											
Объемный коэффициент стабильного конденсата в жидкой фазе, $см^3/м^3$											
Массовое содержание стабильного конденсата в жидкой фазе, $г/м^3$											

Таблица 16. ПОТЕНЦИАЛЬНОЕ СОДЕРЖАНИЕ $C_{5+в}$ В ПЛАСТОВОМ ГАЗЕ ПРИ СНИЖЕНИИ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

_____ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ПЛАСТ _____, ЗАЛЕЖЬ _____

№ этапа	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Давление, МПа										
Потенциальное содержание $C_{5+в}$ в пластовом газе, г/м^3										

Таблица 17. СВОЙСТВА И ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ ПЛАСТОВЫХ ВОД

_____ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ПЛАСТ _____, ЗАЛЕЖЬ _____

№ п/п	Параметр	Диапазон значений	Среднее значение
1	Газосодержание, $м^3/м^3$		
2	Плотность воды, $кг/м^3$		
	– в стандартных условиях		
	– в условиях пласта		
3	Вязкость в условиях пласта, мПа·с		
4	Коэффициент сжимаемости, $1/МПа \cdot 10^{-4}$		
5	Объемный коэффициент, доли ед.		
6	Химический состав вод, (мг/л)/(мг-экв/л)		
	$Na^+ + K^+$		
	Ca^{+2}		
	Mg^{+2}		
	Cl^-		
	HCO_3^-		
	CO_3^{-2}		
	SO_4^{-2}		
	NH_4^+		
	Br^-		
	J^-		
	B^{+3}		
	Li^+		
	Sr^{+2}		
	Rb^+		
	Cs^+		
7	Общая минерализация, г/л		
8	Водородный показатель, pH		
9	Химический тип воды, преимущественный (по В.А. Сулину)		
10	Количество исследованных проб (скважин)		

Таблица 18. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

_____ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

№ п/п	Параметры	Единицы измерения	Продуктивные пласты (залежи)			
			1	2	3	...
1	2	3	4	5	6	7
1	Абсолютная отметка кровли	м				
2	Абсолютная отметка ВНК	м				
3	Абсолютная отметка ГНК	м				
4	Абсолютная отметка ГВК	м				
5	Тип залежи					
6	Тип коллектора					
7	Площадь нефте/газоносности	тыс. $м^2$				
8	Средняя общая толщина	м				
9	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м				
10	Средняя эффективная газонасыщенная толщина	м				
11	Средняя эффективная водонасыщенная толщина	м				
12	Коэффициент пористости	доли ед.				
13	Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ	доли ед.				
14	Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ	доли ед.				
15	Коэффициент нефтенасыщенности пласта	доли ед.				
16	Коэффициент газонасыщенности пласта	доли ед.				
17	Проницаемость	$мкм^2 \cdot 10^{-3}$				
18	Коэффициент песчанистости	доли ед.				
19	Коэффициент расчлененности	ед.				
20	Начальная пластовая температура	°С				
21	Начальное пластовое давление	МПа				
22	Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа·с				
23	Плотность нефти в пластовых условиях	$(кг/м^3) \cdot 10^{-3}$				

Таблица 18 (продолжение)

1	2	3	4	5	6	7
24	Плотность нефти в поверхностных условиях	$(кг/м^3) \cdot 10^{-3}$				
25	Объемный коэффициент нефти	доли ед.				
26	Содержание серы в нефти	%				
27	Содержание парафина в нефти	%				
28	Относительная плотность газа по воздуху	б/р				
29	Давление насыщения нефти газом	МПа				
30	Газосодержание	$м^3/т$				
31	Давление начала конденсации	МПа				
32	Плотность конденсата в стандартных условиях	$(кг/м^3) \cdot 10^{-3}$				
33	Вязкость конденсата в стандартных условиях	мПа·с				
34	Потенциальное содержание стабильного конденсата в пластовом газе (C_{5+})	$г/м^3$				
35	Содержание сероводорода	%				
36	Вязкость газа в пластовых условиях	мПа х с				
37	Плотность газа в пластовых условиях	$кг/м^3$				
38	Коэффициент сверхсжимаемости газа	доли ед.				
39	Вязкость воды в пластовых условиях	мПа·с				
40	Плотность воды в поверхностных условиях	$(кг/м^3) \cdot 10^{-3}$				
41	Коэффициент сжимаемости	$1/МПа \times 10^{-4}$				
42	нефти					
43	воды					
44	породы					
45	Коэффициент вытеснения нефти водой	доли ед.				
46	Коэффициент вытеснения нефти газом	доли ед.				
47	Удельный коэффициент продуктивности по нефти	$м^3/(сут \cdot МПа \cdot м)$				
48	Коэффициенты фильтрационных сопротивлений: А	 $МПа^2/(тыс. м^3/сут)$				
49	В	$МПа^2/(тыс. м^3/сут)^2$				

Примечания. Для месторождений, введенных в промышленную разработку, приводятся сведения для запасов категорий АВ1 и В2, для не введенных – для запасов категорий С1 и С2

Таблица 19. СВЕДЕНИЯ О ЗАПАСАХ НЕФТИ НА ГОСУДАРСТВЕННОМ БАЛАНСЕ

(ПО СОСТОЯНИЮ НА 01.01.20__ Г.)

_____ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Пласт		Начальные геологические запасы, тыс. т				Коэффициент извлечения нефти, доли ед.			Начальные извлекаемые запасы, тыс. т				Остаточные извлекаемые запасы, тыс. т			
		А	B_1 (C_1)	$A+B_1$ (C_1)	B_2 (C_2)	А	B_1 (C_1)	B_2 (C_2)	А	B_1 (C_1)	$A+B_1$ (C_1)	B_2 (C_2)	А	B_1 (С)	$A+B_1$ (C_1)	B_2 (C_2)
Лицензионный участок (далее – ЛУ) 1 (наименование участка, номер лицензии)																
Пласт 1	Залежь 1															
	...															
	Залежь n															
Итого по пласту																
Пласт N	Залежь 1															
	...															
	Залежь n															
Итого по пласту																
Всего по ЛУ (наименование участка, номер лицензии)																
ЛУ N...N (наименование участка, номер лицензии)																
Всего по ЛУ (наименование участка, номер лицензии)																
Нераспределенный фонд																
Итого по нераспределенному фонду																
Месторождение в целом																
Всего по месторождению, в т.ч.																
ЛУ N 1																
ЛУ N...n																
Всего по недропользователю 1																
Всего по недропользователю... n																
Распределенный фонд																
Нераспределенный фонд																

Примечание. Таблица заполняется при представлении ДТСР, ДТПР по месторождениям, введенным в промышленную разработку по категориям запасов А, B_1 и B_2; по разведываемым месторождениям при представлении ППЭ и ДППЭ – для запасов категорий C_1 и C_2.

Таблица 20. СВЕДЕНИЯ О ЗАПАСАХ РАСТВОРЕННОГО ГАЗА НА ГОСУДАРСТВЕННОМ БАЛАНСЕ
(ПО СОСТОЯНИЮ НА 01.01.20__ Г.)

_____ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Пласт		Начальные извлекаемые запасы, млн. м3				Остаточные извлекаемые запасы, млн. м3			
		А	B_1 (C_1)	А+ B_1 (C_1)	B_2 (C_2)	А	B_1 (C_1)	А+ B_1 (C_1)	B_2 (C_2)
ЛУ 1 (наименование участка, номер лицензии)									
Пласт 1	Залежь 1								
	...								
	Залежь n								
Итого по пласту									
Пласт N	Залежь 1								
	...								
	Залежь n								
Итого по пласту									
Всего по ЛУ (наименование участка, номер лицензии)									
ЛУ N ... n (наименование участка, номер лицензии)									
Всего по ЛУ (наименование участка, номер лицензии)									
Нераспределенный фонд									
Итого по нераспределенному фонду									
Месторождение в целом									
Всего по месторождению, в т.ч.									
ЛУ N 1									
ЛУ N ... n									
Всего по недропользователю 1									
Всего по недропользователю ... n									
Распределенный фонд									
Нераспределенный фонд									

Примечание. Таблица заполняется при представлении ДТСР, ДТПР по месторождениям, введенным в промышленную разработку по категориям запасов А, B_1 и B_2; по разведываемым месторождениям при представлении ППЭ и ДППЭ – для запасов категорий C_1 и C_2.

Таблица 21. СВЕДЕНИЯ О ЗАПАСАХ СВОБОДНОГО ГАЗА НА ГОСУДАРСТВЕННОМ БАЛАНСЕ
(ПО СОСТОЯНИЮ НА 01.01.20__ Г.)
_____ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Пласт		Начальные геологические запасы, млн. м^3.				Коэффициент извлечения газа, доли ед.			Начальные извлекаемые запасы, млн. м^3				Остаточные извлекаемые запасы, млн. м^3			
		A	B_1 (C_1)	A+ B_1 (C_1)	B_2 (C_2)	A	B_1 (C_1)	B_2 (C_2)	A	B_1 (C_1)	A+ B_1 (C)	B_2 (C)	A	B_1 (C_1)	A+ B_1 (C_1)	B_2 (C_2)
ЛУ 1 (наименование участка, номер лицензии)																
Пласт 1	Залежь 1															
	...															
	Залежь n															
Итого по пласту																
Пласт N	Залежь 1															
	...															
	Залежь n															
Итого по пласту																
Всего по ЛУ (наименование участка, номер лицензии)																
ЛУ N ... n (наименование участка, номер лицензии)																
Всего по ЛУ (наименование участка, номер лицензии)																
Нераспределенный фонд																
Итого по нераспределенному фонду																
Месторождение в целом																
Всего по месторождению, в т.ч.																
ЛУ N 1																
ЛУ N ... n																
Всего по недропользователю 1																
Всего по недропользователю.. n																
Распределенный фонд																
Нераспределенный фонд																

Примечание. Таблица заполняется при представлении ДТСР, ДТПР по месторождениям, введенным в промышленную разработку по категориям запасов A, B_1 и B_2; по разведываемым месторождениям при представлении ППЭ и ДППЭ – для запасов категорий C_1 и C_2.

Таблица 22. СВЕДЕНИЯ О ЗАПАСАХ ГАЗА ГАЗОВЫХ ШАПОК НА ГОСУДАРСТВЕННОМ БАЛАНСЕ
(ПО СОСТОЯНИЮ НА 01.01.20__ Г.)
_____ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Пласт		Начальные геологические запасы, млн. м^3.				Коэффициент извлечения газа ГШ, доли ед.			Начальные извлекаемые запасы, млн. м^3				Остаточные извлекаемые запасы, млн. м^3			
		А	B_1 (C_1)	А+ B_1 (C_1)	B_2 (C_2)	А	B_1 (C_1)	B_2 (C_2)	А	B_1 (C_1)	А+ B_1 (С)	B_2 (С)	А	B_1 (C_1)	А+ B_1 (C_1)	B_2 (C_2)
ЛУ 1 (наименование участка, номер лицензии)																
Пласт 1	Залежь 1															
	...															
	Залежь n															
Итого по пласту																
Пласт N	Залежь 1															
	...															
	Залежь n															
Итого по пласту																
Всего по ЛУ (наименование участка, номер лицензии)																
ЛУ N ... n (наименование участка, номер лицензии)																
Всего по ЛУ (наименование участка, номер лицензии)																
Нераспределенный фонд																
Итого по нераспределенному фонду																
Месторождение в целом																
Всего по месторождению, в т.ч.																
ЛУ N 1																
ЛУ N ... n																
Всего по недропользователю 1																
Всего по недропользователю.. n																
Распределенный фонд																
Нераспределенный фонд																

Примечание. Таблица заполняется при представлении ДТСР, ДТПР по месторождениям, введенным в промышленную разработку по категориям запасов А, B_1 и B_2; по разведываемым месторождениям при представлении ППЭ и ДППЭ – для запасов категорий C_1 и C_2.

Таблица 23. СВЕДЕНИЯ О ЗАПАСАХ КОНДЕНСАТА НА ГОСУДАРСТВЕННОМ БАЛАНСЕ
(ПО СОСТОЯНИЮ НА 01.01.20__ Г.)
_____ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Пласт		Начальные геологические запасы, тыс. т				Коэффициент извлечения конденсата, доли ед.			Начальные извлекаемые запасы, тыс. т				Остаточные извлекаемые запасы, тыс. т			
		А	B_1 (C_1)	$A+B_1$ (C_1)	B_2 (C_2)	А	B_1 (C_1)	B_2 (C_2)	А	B_1 (C_1)	$A+B_1$ (C_1)	B_2 (C_2)	А	B_1 (С)	$A+B_1$ (C_1)	B_2 (C_2)
ЛУ 1 (наименование участка, номер лицензии)																
Пласт 1	Залежь 1															
	...															
	Залежь n															
Итого по пласту																
Пласт N	Залежь 1															
	...															
	Залежь n															
Итого по пласту																
Всего по ЛУ (наименование участка, номер лицензии)																
ЛУ N...N (наименование участка, номер лицензии)																
Всего по ЛУ (наименование участка, номер лицензии)																
Нераспределенный фонд																
Итого по нераспределенному фонду																
Месторождение в целом																
Всего по месторождению, в т.ч.																
ЛУ N 1																
ЛУ N...n																
Всего по недропользователю 1																
Всего по недропользователю... n																
Распределенный фонд																
Нераспределенный фонд																

Примечание. Таблица заполняется при представлении ДТСР, ДТПР по месторождениям, введенным в промышленную разработку по категориям запасов А, B_1 и B_2; по разведываемым месторождениям при представлении ПТЭ и ДПТЭ – для запасов категорий C_1 и C_2.

Таблица 24. СВОДНАЯ ТАБЛИЦА ПОДСЧЕТНЫХ ПАРАМЕТРОВ, НАЧАЛЬНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ И РАСТВОРЕННОГО ГАЗА

_____ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Пласт	Залежь	Категория запасов	Зона насыщения	Площадь нефтеносности, тыс. м^2	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасыщенных пород, тыс. м^3	Коэффициенты			Плотность нефти, т/м^3	Начальные геологические запасы нефти, тыс. т	Газосодержание, м^3/т	Начальные геологические запасы растворенного газа, млн. м3
							открытой пористости, доли ед.	нефтенасыщенности, доли ед.	пересчетный, доли ед.				
Пласт 1	Залежь 1												
	...												
	Залежь n												
...													
Пласт N	Залежь 1												
	...												
	Залежь n												
Всего по месторождению													

Примечание. Таблица заполняется при представлении ДТСР, ДТПР по месторождениям, введенным в промышленную разработку по категориям запасов А, B_1 и B_2; по разведываемым месторождениям при представлении ППЭ и ДППЭ – для запасов категорий C_1 и C_2.

Таблица 25. СВОДНАЯ ТАБЛИЦА ПОДСЧЕТНЫХ ПАРАМЕТРОВ, НАЧАЛЬНЫХ ЗАПАСОВ СВОБОДНОГО ГАЗА, ГАЗА ГАЗОВОЙ ШАПКИ, КОНДЕНСАТА

_____ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Пласт	Залежь	Категория запасов	Зона насыщения	Площадь газоносности, тыс. м^2	Средняя эффективная газонасыщенная толщина, м	Объем газонасыщенных пород, тыс. м^3	Коэффициент открытой пористости, доли ед.	Коэффициент газонасыщенности, доли ед.	Пересчетный коэффициент, м^3/м^3	Геологические запасы пластового газа, млн. м3	Коэффициент сухости газа, доли ед.	Геологические запасы сухого газа, млн. м3	Потенциальное содержание конденсата (по сухому газу), г/м^3	Геологические запасы конденсата, тыс. т
Пласт 1	Залежь 1													
	...													
	Залежь n													
...														
Пласт N	Залежь 1													
	...													
	Залежь n													
Всего по месторождению														

Примечание. Таблица заполняются при представлении ДТСР, ДТПР по месторождениям, введенным в промышленную разработку по категориям запасов А, B_1 и B_2; по разведываемым месторождениям при представлении ППЭ и ДППЭ – для запасов категорий C_1 и C_2.

Таблица 26. СОСТОЯНИЕ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТНОГО ФОНДА СКВАЖИН

(НА 01.01.20__ г.)

_____ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Состояние реализации проектного фонда скважин	**Объект 1**	**...**	**Объект N**	**Месторождение**
Утвержденный проектный фонд – всего **В т.ч.:**				
– добывающие				
– нагнетательные				
– контрольные				
– водозаборные				
Утвержденный проектный фонд для бурения всего **В т.ч.:**				
– добывающие				
– нагнетательные				
– контрольные				
– водозаборные				
Фонд скважин на 01.01.20__ г. – всего **В т.ч.:**				
– добывающие				
– нагнетательные				
– контрольные				
– водозаборные				
Фонд скважин для бурения на 01.01.20 г. – всего **В т.ч.:**				
– добывающие				
– нагнетательные				
– контрольные				
– водозаборные				

Примечание. При необходимости дополнительно приводят данные о реализации утвержденного проектного фонда скважин других категорий (газовые, поглощающие, резервные).

Таблица 27. ХАРАКТЕРИСТИКА ФОНДА СКВАЖИН

(ПО СОСТОЯНИЮ НА 01.01.20__ г.)

_____ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Наименование	Характеристика фонда скважин	Объекты/Продуктивные пласты					В целом по месторождению
		1	2	3	4	5	
1	2	3	4	5	6	7	8
Фонд добывающих нефтяных скважин	Пробурено						
	Возвращены с других объектов/продуктивных пластов (приобщение)						
	Переведены из других категорий						
	Нагнетательные в отработке на нефть						
	Всего						
	В том числе:						
	Действующие						
	из них фонтанные						
	Электрический центробежный насос						
	Штанговый глубинный насос						
	газлифт						
	Бездействующие						
	В освоении после бурения						
	В консервации						
	Переведены под закачку						
	Переведены на другие объекты (приобщение)						
	Переведены в другие категории						
	В ожидании ликвидации						
	Ликвидированные						
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено						
	Возвращены с других объектов/продуктивных пластов (приобщение)						
	Переведены из других категорий						
	Переведены из добывающих						
	Всего						
	В том числе:						
	Под закачкой						
	в том числе: газа						
	Бездействующие						

Таблица 27 (продолжение)

1		2	3	4	5	6	7	8
		В освоении после бурения						
		В консервации						
		В отработке на нефть						
		Переведены на другие объекты (приобщение)						
		Переведены в другие категории						
		В ожидании ликвидации						
		Ликвидированные						
Фонд добывающих газовых скважин		Пробурено						
		Возвращены с других объектов/продуктивных пластов (приобщение)						
		Переведены из других категорий						
		Всего						
		В том числе:						
		Действующие						
		Бездействующие						
		В освоении после бурения						
		В консервации						
		Переведены на другие объекты (приобщение)						
		Переведены в другие категории						
		В ожидании ликвидации						
		Ликвидированные						
Фонд контрольных скважин		Всего						
		В том числе:						
		Наблюдательные						
		Пьезометрические						
Фонд специальных скважин	водозаборные	Всего						
		В том числе:						
		Действующие						
		Бездействующие						
	поглощающие	Всего						
		В том числе:						
		Действующие						
		Бездействующие						
Общий фонд		Действующие						
		В освоении после бурения						
		Бездействующие						
		В консервации						
		Пьезометрические						
		Наблюдательные						

Таблица 28. ОСНОВНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ

(ПО СОСТОЯНИЮ НА 01.01.20__ г.)

_____ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

№ п/п	Основные показатели разработки	Объект 1	...	Объект №	Месторождение
1	Год ввода в разработку				
2	Текущая добыча нефти, тыс. т/год				
3	Накопленная добыча нефти, тыс. т				
4	Текущий коэффициент извлечения нефти (КИН), доли ед.				
5	Утвержденный КИН, доли ед.				
6	Годовая добыча жидкости, тыс. т/год				
7	Накопленная добыча жидкости, тыс. т				
8	Обводненность, %				
9	Водонефтяной фактор, т/т				
10	Накопленный водонефтяной фактор, т/т				
11	Фонд добывающих скважин				
12	Действующий фонд добывающих скважин				
13	Действующий фонд нагнетательных скважин				
14	Средний дебит нефти, т/сут				
15	Средний дебит жидкости, т/сут				
16	Средняя приемистость скважины, $м^3$/сут				
17	Годовая закачка воды, тыс. $м^3$/год				
18	Накопленная закачка воды, тыс. $м^3$				
19	Годовая компенсация отборов жидкости закачкой воды, %				
20	Накопленная компенсация отборов жидкости закачкой воды, %				
21	Добыча попутного нефтяного газа, млн. $м^3$/сут				
22	Добыча свободного газа, млн. $м^3$/сут				
23	Добыча конденсата (стабильного), тыс. т				
24	Фонд добывающих газовых скважин				
25	Действующий фонд газовых скважин				
26	Действующий фонд газонагнетательных скважин				
27	Средний дебит газа, тыс. $м^3$/сут				
28	Средняя приемистость по газу, тыс. $м^3$/сут				
29	Средний дебит конденсата, т/сут				

Таблица 29. ФАКТИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ

МЕСТОРОЖДЕНИЕ _____ ЭО _____

Годы	Фонд скважин с начала разработки	Действующий фонд скважин			Добыча нефти, тыс. т		Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	Добыча жидкости, тыс. т		Обводненность, %	Закачка рабочих агентов, млн. м3	
		Добывающих нефтяных	Добывающих газовых	Нагнетательных	Годовая	Накопленная		Годовая	Накопленная		Годовая	Накопленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

Продолжение таблицы

Годы	Добыча растворенного газа, млн. м3		Добыча свободного газа, млн. м3		Добыча газа газовых шапок, млн. м3		Добыча конденсата, тыс. т		Коэффициент извлечения газа, доли ед.	Коэффициент извлечения конденсата, доли ед.
	годовая	накопленная	годовая	накопленная	годовая	накопленная	годовая	накопленная		
1	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23

Таблица 30. СРАВНЕНИЕ ПРОЕКТНЫХ И ФАКТИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ (НЕФТЬ)*

МЕСТОРОЖДЕНИЕ_____
ЛУ _____
ЭО _____

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	20__ г.		20__ г.		20__ г.		20__ г.		20_ г.	
			Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Добыча нефти всего	тыс. т										
2	в том числе из перешедших скважин	тыс. т										
3	в том числе из новых скважин	тыс. т										
4	Ввод новых добывающих и нагнетательных скважин из бурения	скв.										
5	Ввод новых добывающих скважин из бурения	скв.										
6	в том числе из эксплуатационного бурения	скв.										
7	в том числе из разведочного бурения	скв.										
8	Ввод новых нагнетательных скважин из бурения	скв.										
9	в том числе из эксплуатационного бурения	скв.										
10	в том числе из разведочного бурения	скв.										
11	Средняя глубина новой скважины	м										
12	Эксплуатационное бурение всего	тыс. м										
13	в том числе добывающие скважины	тыс. м										
14	в том числе нагнетательные и специальные скважины	тыс. м										
15	Перевод скважин из других категорий	скв.										
16	Перевод скважин с других объектов	скв.										
17	Ввод боковых стволов	шт.										
18	Средний дебит новой скважины по нефти	т/сут.										
19	Среднее число дней работы новой скважины	дни										
20	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году	дни										
21	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году	тыс. т										
22	Добыча нефти из перешедших скважин предыдущего года	тыс. т										
23	Расчетная добыча нефти из перешедших скважин предыдущего года	тыс. т										
24	Ожидаемая добыча нефти из перешедших скважин предыдущего года	тыс. т										
25	Изменение добычи нефти из перешедших скважин	тыс. т										
26	Процент изменения добычи нефти из перешедших скважин	%										

Таблица 30 (продолжение)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
27	Выбытие добывающих скважин	скв.										
28	в том числе под закачку	скв.										
29	Эксплуатационный фонд добывающих нефтяных скважин на конец года	скв.										
30	в том числе нагнетательных в отработке на нефть	скв.										
31	Действующий фонд добывающих нефтяных скважин на конец года	скв.										
32	Выбытие нагнетательных скважин	скв.										
33	Эксплуатационный фонд нагнетательных скважин на конец года	скв.										
34	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года	скв.										
35	Средний дебит действующих скважин по жидкости	т/сут										
36	Средний дебит перешедших скважин по жидкости	т/сут										
37	Средний дебит новых скважин по жидкости	т/сут										
38	Средний дебит действующих скважин по нефти	т/сут										
39	в том числе перешедших	т/сут										
40	Средняя приемистость нагнетательных скважин	$м^3$/сут										
41	Средняяобводненность продукции действующего фонда скважин	%										
42	Средняяобводненность продукции перешедших скважин	%										
43	Средняяобводненность продукции новых скважин	%										
44	Добыча жидкости всего	тыс. т										
45	в том числе из перешедших скважин	тыс. т										
46	в том числе из новых скважин	тыс. т										
47	Добыча жидкости с начала разработки	тыс. т										
48	Добыча нефти с начала разработки	тыс. т										
49	Коэффициент извлечения нефти (КИН)	доли ед.										
50	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов	%										
51	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов	%										
52	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов	%										
53	Закачка рабочего агента	тыс. $м^3$										
54	Закачка рабочего агента с начала разработки	тыс. $м^3$										
55	Компенсация отбора текущая	%										
56	Компенсация отбора с начала разработки	%										
57	Добыча растворенного газа	млн. м3										
58	Добыча растворенного газа с начала разработки	млн. $м^3$										
59	Использование попутного нефтяного газа	млн. $м^3$										
60	Использование попутного нефтяного газа	%										

*Для участка ОПР отдельно представляется аналогичная таблица

Таблица 31. СРАВНЕНИЕ ПРОЕКТНЫХ И ФАКТИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ (ГАЗ ГАЗОВЫХ ШАПОК) *

МЕСТОРОЖДЕНИЕ _____
ЛУ _____
ЭО _____

№ п/п	Показатели	Ед. измер.	20__ г.		20__ г.		20__ г.		20__ г.		20__ г.	
			Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Остаточные запасы газа газовой шапки	млн. $м^3$										
2	Добыча газа газовой шапки с начала разработки	млн. $м^3$										
3	в том числе газа газовой шапки через нефтяные скважины (попутный нефтяной газ)	млн. $м^3$										
4	в том числе газа газовой шапки из газовых скважин	млн. $м^3$										
5	Добыча газа газовой шапки всего	млн. $м^3$										
6	в том числе газа газовой шапки через нефтяные скважины (попутный нефтяной газ)	млн. $м^3$										
7	в том числе газа газовой шапки из газовых скважин	млн. $м^3$										
8	Коэффициент извлечения газа	доли ед.										
9	Ввод новых добывающих и нагнетательных скважин из бурения	скв.										
10	в том числе из эксплуатационного бурения	скв.										
11	в том числе из разведочного бурения	скв.										
12	Перевод скважин из других категорий	скв.										
13	Перевод скважин с других объектов	скв.										
14	Средняя глубина новой скважины	м										
15	Эксплуатационное бурение всего	тыс. м										
16	Фонд добывающих газовых скважин на конец года	скв.										
17	Действующий фонд добывающих газовых скважин на конец года	скв.										
18	Выбытие добывающих скважин	скв.										
19	Ввод нагнетательных скважин	скв.										
20	Выбытие нагнетательных скважин	скв.										
21	Фонд нагнетательных скважин на конец года	скв.										
22	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года	скв.										
23	Добыча газа из новых скважин	млн. $м^3$										

Таблица 31 (продолжение)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
24	Средний дебит новой скважины по газу	тыс. $м^3$/сут										
25	Среднее число дней работы новой скважины	дни										
26	Расчетная добыча газа из новых скважин предыдущего года в данном году	млн. $м^3$										
27	Ожидаемая расчетная добыча газа из перешедших скважин данного года	млн. $м^3$										
28	Добыча газа из перешедших скважин	млн. $м^3$										
29	Изменение добычи газа из перешедших скважин	млн. $м^3$										
30	Коэффициент изменения добычи газа из перешедших скважин	доли ед.										
31	Среднедействующий фонд перешедших скважин	скв.										
32	Средний дебит перешедших скважин по газу	тыс. $м^3$/сут										
33	Средняя приемистость нагнетательных скважин по газу	тыс. $м^3$/сут										
34	Среднее число дней работы перешедшей скважины	дни										
35	Закачка газа	млн. $м^3$										
36	Закачка газа с начала разработки	млн. $м^3$										
37	Компенсация отбора текущая	%										
38	Компенсация отбора с начала разработки	%										
39	Средневзвешенное пластовое давление на конец года	МПа										
40	Среднее устьевое (рабочее) давление на конец года	МПа										
41	Темп отбора газа от начальных утвержденных запасов	%										
42	Темп отбора газа от текущих утвержденных запасов	%										
43	Содержание стабильного конденсата	г/$м^3$										
44	Добыча конденсата	тыс. т										
45	Добыча конденсата с начала разработки	тыс. т										
46	Технологические потери конденсата	%										
47	Коэффициент извлечения конденсата	доли ед.										

*Для участка ОПР отдельно представляется аналогичная таблица.

Таблица 32. СРАВНЕНИЕ ПРОЕКТНЫХ И ФАКТИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ (СВОБОДНЫЙ ГАЗ) *

МЕСТОРОЖДЕНИЕ _____
ЛУ _____
ЭО _____

№ пп	Показатели	Ед. измер.	20__ г.		20__ г.		20__ г.		20__ г.		20__ г.	
			Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Остаточные запасы свободного газа	млн. м3										
2	Добыча свободного газа с начала разработки	млн. м3										
3	Добыча свободного газа всего	млн. м3										
4	Коэффициент извлечения газа	доли ед.										
5	Ввод новых добывающих и нагнетательных скважин из бурения	скв.										
6	в том числе из эксплуатационного бурения	скв.										
7	в том числе из разведочного бурения	скв.										
8	Перевод скважин из других категорий	скв.										
9	Перевод скважин с других объектов	скв.										
10	Средняя глубина новой скважины	м										
11	Эксплуатационное бурение всего	тыс. м										
12	Фонд добывающих газовых скважин на конец года	скв.										
13	Действующий фонд добывающих газовых скважин на конец года	скв.										
14	Выбытие добывающих скважин	скв.										
15	Ввод нагнетательных скважин	скв.										
16	Выбытие нагнетательных скважин	скв.										
17	Фонд нагнетательных скважин на конец года	скв.										
18	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года	скв.										
19	Добыча газа из новых скважин	млн. м3										
20	Средний дебит новой скважины по газу	тыс. $м^3$/сут										
21	Среднее число дней работы новой скважины	дни										
22	Расчетная добыча газа из новых скважин предыдущего года в данном году	млн. м3										
23	Ожидаемая расчетная добыча газа из перешедших скважин данного года	млн. м3										
24	Добыча газа из перешедших скважин	млн. м3										

Таблица 32 (продолжение)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
25	Изменение добычи газа из перешедших скважин	млн. м3										
26	Коэффициент изменения добычи газа из перешедших скважин	доли ед.										
27	Среднедействующий фонд перешедших скважин	скв.										
28	Средний дебит перешедших скважин по газу	тыс. $м^3$/сут										
29	Средняя приемистость нагнетательных скважин по газу	тыс. $м^3$/с										
30	Среднее число дней работы перешедшей скважины	дни										
31	Закачка газа	млн. м3										
32	Закачка газа с начала разработки	млн. $м^3$										
33	Компенсация отбора текущая	%										
34	Компенсация отбора с начала разработки	%										
35	Средневзвешенное пластовое давление на конец года	МПа										
36	Среднее устьевое (рабочее) давление на конец года	МПа										
37	Темп отбора газа от начальных утвержденных запасов	%										
38	Темп отбора газа от текущих утвержденных запасов	%										
39	Содержание стабильного конденсата	г/$м^3$										
40	Добыча конденсата	тыс. т										
41	Добыча конденсата с начала разработки	тыс. т										
42	Технологические потери конденсата	%										
43	Коэффициент извлечения конденсата	доли ед.										

*Для участка ОПР отдельно представляется аналогичная таблица.

Таблица 33. СРАВНЕНИЕ ПРОЕКТНЫХ И ФАКТИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ (ДОБЫЧА ГАЗА ВСЕГО) *

МЕСТОРОЖДЕНИЕ _____
ЛУ _____
ЭО _____

№ п/п	Показатели	Ед. измер.	20__ г.		20__ г.		20__ г.		20__ г.		20__ г.	
			Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Остаточные извлекаемые запасы растворенного газа	млн. $м^3$										
2	Добыча растворенного газа с начала разработки	млн. $м^3$										
3	Добыча растворенного газа	млн. $м^3$										
4	Использование растворенного газа	млн. $м^3$										
5	Процент использования растворенного газа	%										
6	Остаточные запасы газа газовой шапки и свободного	млн. $м^3$										
7	Добыча газа газовой шапки и свободного с начала разработки	млн. $м^3$										
8	в том числе через нефтяные скважины (попутный нефтяной газ)	млн. $м^3$										
9	в том числе из газовых скважин	млн. $м^3$										
10	Добыча газа газовой шапки и свободного всего	млн. $м^3$										
11	в том числе через нефтяные скважины (попутный нефтяной газ)	млн. $м^3$										
12	в том числе из газовых скважин	млн. $м^3$										
13	Расход газа на собственные нужды	млн. $м^3$										
14	в том числе на технологические нужды	млн. $м^3$										
15	Ввод новых добывающих и нагнетательных скважин из бурения	скв.										
16	в том числе из эксплуатационного бурения	скв.										
17	в том числе из разведочного бурения	скв.										
18	Перевод скважин из других категорий	скв.										
19	Перевод скважин с других объектов	скв.										
20	Средняя глубина новой скважины	м										
21	Эксплуатационное бурение всего	тыс. м										
22	Фонд добывающих газовых скважин на конец года	скв.										
23	Действующий фонд добывающих газовых скважин на конец года	скв.										
24	Выбытие добывающих скважин	скв.										

Таблица 33 (продолжение)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
25	Ввод нагнетательных скважин	скв.										
26	Выбытие нагнетательных скважин	скв.										
27	Фонд нагнетательных скважин на конец года	скв.										
28	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года	скв.										
29	Добыча газа из новых скважин	млн. $м^3$										
30	Средний дебит новой скважины по газу	тыс. $м^3$/сут										
31	Среднее число дней работы новой скважины	дни										
32	Расчетная добыча газа из новых скважин предыдущего года в данном году	млн. $м^3$										
33	Ожидаемая расчетная добыча газа из перешедших скважин данного года	млн. $м^3$										
34	Добыча газа из перешедших скважин	млн. $м^3$										
35	Изменение добычи газа из перешедших скважин	млн. $м^3$										
36	Коэффициент изменения добычи газа из перешедших скважин	доли ед.										
37	Среднедействующий фонд перешедших скважин	скв.										
38	Средний дебит перешедших скважин по газу	тыс. $м^3$/сут										
39	Средняя приемистость нагнетательных скважин по газу	тыс. $м^3$/сут										
40	Среднее число дней работы перешедшей скважины	дни										
41	Закачка газа	млн. $м^3$										
42	Закачка газа с начала разработки	млн. $м^3$										
43	Компенсация отбора текущая	%										
44	Компенсация отбора с начала разработки	%										
45	Средневзвешенное пластовое давление на конец года	МПа										
46	Среднее устьевое (рабочее) давление на конец года	МПа										
47	Темп отбора газа от начальных утвержденных запасов	%										
48	Темп отбора газа от текущих утвержденных запасов	%										
49	Содержание стабильного конденсата	г/$м^3$										
50	Добыча конденсата	тыс. т										
51	Добыча конденсата с начала разработки	тыс. т										
52	Технологические потери конденсата	%										
53	Коэффициент извлечения конденсата	доли ед.										

*Для участка ОПР отдельно представляется аналогичная таблица.

Таблица 34. СОПОСТАВЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ И ЗАПАСОВ УВС ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ С ДАННЫМИ, ПРЕДСТАВЛЕННЫМИ ДЛЯ УТВЕРЖДЕНИЯ*

Пласт (залежь)	Параметр	Единицы измерения	Представленные на утверждение	Полученные по геологической модели	Расхождение	
					абс. ед.	%
1	2	3	4	5	6	7
Объект нефтяной	Начальные геологические запасы нефти	тыс. т				
	Объем нефтенасыщенных пород	тыс. $м^3$				
	Площадь нефтеносности	тыс. $м^2$				
	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м				
	Средний коэффициент пористости (нефтенасыщенная часть)	доли ед.				
	Средний коэффициент начальной нефтенасыщенности	доли ед.				
Объект газовый	Начальные геологические запасы газа	млн. $м^3$				
	Объем газонасыщенных пород	тыс. $м^3$				
	Площадь газоносности	тыс. $м^2$				
	Средняя эффективная газонасыщенная, толщина	м				
	Средний коэффициент пористости (газонасыщенная часть)	доли ед.				
	Средний коэффициент начальной газонасыщенности	доли ед.				

*Для участка ОПР отдельно представляется аналогичная таблица.

Таблица 35. СОПОСТАВЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ И ЗАПАСОВ УВС ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ И ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛЕЙ

Параметры	Модели		Расхождение ГДМ с ГМ	
	Геологическая	Гидродинамическая	абс. ед.	%
1	2	3	4	5
Объемы, млн. $м^3$				
Эффективный				
Поровый				
Нефтенасыщенный				
Газонасыщенный				
Средневзвешенные параметры				
Песчанистость, д. ед.				
Пористость, д. ед.				
Нефтенасыщенность, д. ед.				
Газонасыщенность, д. ед.				
Запасы УВ				
Нефть, тыс. т				
Свободный газ, млн. $м^3$				
Конденсат, тыс. т				

Таблица 36. ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРОГНОЗНЫХ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ЭО

Характеристики	Варианты			
	1	2	...	№
Эксплуатационный объект				
Режим разработки				
Система размещения скважин				
Расстояние между скважинами, м				
Плотность сетки скважин, га/скв.				
Забойное давление, МПа				
– добывающих				
– нагнетательных				
Коэффициент использования эксплуатационного фонда скважин, доли ед.				
– добывающих				
– нагнетательных				
Коэффициент эксплуатации действующего фонда скважин, доли ед.				
– добывающих				
– нагнетательных				

Таблица 37. ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРОГНОЗНЫХ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЭО

Наименование	Эксплуатационные объекты			
	Эксплуатационный объект 1		Эксплуатационный объект n	
	УКПГ 1	УКПГ N	УКПГ 1	УКПГ N
Система размещения скважин				
Расстояние между скважинами, м				
Коэффициент фильтрационного сопротивления A, $МПа^2/(тыс. м^3/сут)$				
Коэффициент фильтрационного сопротивления B, $(МПа/(тыс. м^3/сут))^2$				
Давление на входе в УКПГ (УППГ), МПа				
Давление на входе в магистральный газопровод (ГПЗ), МПа				
Предельное давление на устье при отключении добывающих газовых скважин, МПа				
Коэффициент эксплуатации скважин, доли ед.				
Коэффициент использования скважин, доли ед.				

<1> Дополнительно указываются ограничения на технологические режимы работы скважин.

Таблица 38. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ (НЕФТЬ) *

МЕСТОРОЖДЕНИЕ _____
ЛУ _____
ЭО _____
КАТЕГОРИЯ ЗАПАСОВ _____
ВАРИАНТ _____

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Годы					
			20__	20__	20__	20__	20__	20__
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Добыча нефти всего	тыс. т						
2	в том числе из перешедших скважин	тыс. т						
3	в том числе из новых скважин	тыс. т						
4	Вво новых добывающих и нагнетательных скважин из бурения	скв.						
5	Ввод новых добывающих скважин из бурения	скв.						
6	в том числе из эксплуатационного бурения	скв.						
7	в том числе из разведочного бурения	скв.						
8	Ввод новых нагнетательных скважин из бурения	скв.						
9	в том числе из эксплуатационного бурения	скв.						
10	в том числе из разведочного бурения	скв.						
11	Средняя глубина новой скважины	м						
12	Эксплуатационное бурение всего	тыс. м						
13	в том числе добывающие скважины	тыс. м						
14	в том числе нагнетательные и специальные скважины	тыс. м						
15	Перевод скважин из других категорий	скв.						
16	Перевод скважин с других объектов	скв.						
17	Ввод боковых стволов	шт.						
18	Средний дебит новой скважины по нефти	т/сут.						
19	Среднее число дней работы новой скважины	дни						
20	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году	дни						
21	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году	тыс. т						
22	Добыча нефти из перешедших скважин предыдущего года	тыс. т						
23	Расчетная добыча нефти из перешедших скважин предыдущего года	тыс. т						
24	Ожидаемая добыча нефти из перешедших скважин предыдущего года	тыс. т						
25	Изменение добычи нефти из перешедших скважин	тыс. т						
26	Процент изменения добычи нефти из перешедших скважин	%						

Таблица 38 (продолжение)

1	2	3	4	5	6	7	8	9
27	Выбытие добывающих скважин	скв.						
28	в том числе под закачку	скв.						
29	Эксплуатационный фонд добывающих нефтяных скважин на конец года	скв.						
30	в том числе нагнетательных в отработке на нефть	скв.						
31	Действующий фонд добывающих нефтяных скважин на конец года	скв.						
32	Выбытие нагнетательных скважин	скв.						
33	Эксплуатационный фонд нагнетательных скважин на конец года	скв.						
34	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года	скв.						
35	Средний дебит действующих скважин по жидкости	т/сут						
36	Средний дебит перешедших скважин по жидкости	т/сут						
37	Средний дебит новых скважин по жидкости	т/сут						
38	Средний дебит действующих скважин по нефти	т/сут						
39	в том числе перешедших	т/сут						
40	Средняя приемистость нагнетательных скважин	$м^3$/сут						
41	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин	%						
42	Средняя обводненность продукции перешедших скважин	%						
43	Средняя обводненность продукции новых скважин	%						
44	Добыча жидкости всего	тыс. т						
45	в том числе из передших скважин	тыс. т						
46	в том числе из новых скважин	тыс. т						
47	Добыча жидкости с начала разработки	тыс. т						
48	Добыча нефти с начала разработки	тыс. т						
49	Коэффициент извлечения нефти (КИН)	доли ед.						
50	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов	%						
51	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов	%						
52	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов	%						
53	Закачка рабочего агента	тыс. $м^3$						
54	Закачка рабочего агента с начала разработки	тыс. $м^3$						
55	Компенсация отбора текущая	%						
56	Компенсация отбора с начала разработки	%						
57	Добыча растворенного газа	млн. $м^3$						
58	Добыча растворенного газа с начала разработки	млн. $м^3$						
59	Использование попутного нефтяного газа	млн. $м^3$						
60	Использование попутного нефтяного газа	%						

*Для участка ОПР отдельно представляется аналогичная таблица.

Таблица 39. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ (ГАЗ ГАЗОВЫХ ШАПОК) *

МЕСТОРОЖДЕНИЕ _____
ЛУ _____
ЭО _____
КАТЕГОРИЯ ЗАПАСОВ _____
ВАРИАНТ _____

№ п/п	Показатели	Ед. измер.	Годы					
			20__	20__	20__	20__	20__	20__
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Остаточные запасы газа газовой шапки	млн. $м^3$						
2	Добыча газа газовой шапки с начала разработки	млн. $м^3$						
3	в том числе газа газовой шапки через нефтяные скважины (попутный нефтяной газ)	млн. $м^3$						
4	в том числе газа газовой шапки из газовых скважин	млн. $м^3$						
5	Добыча газа газовой шапки всего	млн. $м^3$						
6	в том числе газа газовой шапки через нефтяные скважины (попутный нефтяной газ)	млн. $м^3$						
7	в том числе газа газовой шапки из газовых скважин	млн. $м^3$						
8	Коэффициент извлечения газа	доли ед.						
9	Ввод новых добывающих и нагнетательных скважин из бурения	скв.						
10	в том числе из эксплуатационного бурения	скв.						
11	в том числе из разведочного бурения	скв.						
12	Перевод скважин из других категорий	скв.						
13	Перевод скважин с других объектов	скв.						
14	Средняя глубина новой скважины	м						
15	Эксплуатационное бурение всего	тыс. м						
16	Фонд добывающих газовых скважин на конец года	скв.						
17	Действующий фонд добывающих газовых скважин на конец года	скв.						
18	Выбытие добывающих скважин	скв.						
19	Ввод нагнетательных скважин	скв.						
20	Выбытие нагнетательных скважин	скв.						
21	Фонд нагнетательных скважин на конец года	скв.						
22	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года	скв.						
23	Добыча газа из новых скважин	млн. $м^3$						
24	Средний дебит новой скважины по газу	тыс. $м^3$/сут						
25	Среднее число дней работы новой скважины	дни						

Таблица 39 (продолжение)

1	2	3	4	5	6	7	8	9
26	Расчетная добыча газа из новых скважин предыдущего года в данном году	млн. $м^3$						
27	Ожидаемая расчетная добыча газа из перешедших скважин данного года	млн. $м^3$						
28	Добыча газа из перешедших скважин	млн. $м^3$						
29	Изменение добычи газа из перешедших скважин	млн. $м^3$						
30	Коэффициент изменения добычи газа из перешедших скважин	доли ед.						
31	Среднедействующий фонд перешедших скважин	скв.						
32	Средний дебит перешедших скважин по газу	тыс. $м^3$/сут						
33	Средняя приемистость нагнетательных скважин по газу	тыс. $м^3$/сут						
34	Среднее число дней работы перешедшей скважины	дни						
35	Закачка газа	млн. $м^3$						
36	Закачка газа с начала разработки	млн. $м^3$						
37	Компенсация отбора текущая	%						
38	Компенсация отбора с начала разработки	%						
39	Средневзвешенное пластовое давление на конец года	МПа						
40	Среднее устьевое (рабочее) давление на конец года	МПа						
41	Темп отбора газа от начальных утвержденных запасов	%						
42	Темп отбора газа от текущих утвержденных запасов	%						
43	Содержание стабильного конденсата	г/$м^3$						
44	Добыча конденсата	тыс. т						
45	Добыча конденсата с начала разработки	тыс. т						
46	Технологические потери конденсата	%						
47	Коэффициент извлечения конденсата	доли ед.						

*Для участка ОПР отдельно представляется аналогичная таблица.

Таблица 40. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ (СВОБОДНЫЙ ГАЗ) *

МЕСТОРОЖДЕНИЕ _____
ЛУ _____
ЭО _____
КАТЕГОРИЯ ЗАПАСОВ _____
ВАРИАНТ _____

№ п/п	Показатели	Ед. измер.	Годы					
			20__	20__	20__	20__	20__	20__
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Остаточные запасы свободного газа	млн. $м^3$						
2	Добыча свободного газа с начала разработки	млн. $м^3$						
3	Добыча свободного газа всего	млн. $м^3$						
4	Коэффициент извлечения газа	доли ед.						
5	Ввод новых добывающих и нагнетательных скважин из бурения	скв.						
6	в том числе из эксплуатационного бурения	скв.						
7	в том числе из разведочного бурения	скв.						
8	Перевод скважин из других категорий	скв.						
9	Перевод скважин с других объектов	скв.						
10	Средняя глубина новой скважины	м						
11	Эксплуатационное бурение всего	тыс. м						
12	Фонд добывающих газовых скважин на конец года	скв.						
13	Действующий фонд добывающих газовых скважин на конец года	скв.						
14	Выбытие добывающих скважин	скв.						
15	Ввод нагнетательных скважин	скв.						
16	Выбытие нагнетательных скважин	скв.						
17	Фонд нагнетательных скважин на конец года	скв.						
18	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года	скв.						
19	Добыча газа из новых скважин	млн. $м^3$						
20	Средний дебит новой скважины по газу	тыс. $м^3$/сут						
21	Среднее число дней работы новой скважины	дни						
22	Расчетная добыча газа из новых скважин предыдущего года в данном году	млн. $м^3$						

Таблица 40 (продолжение)

1	2	3	4	5	6	7	8	9
23	Ожидаемая расчетная добыча газа из перешедших скважин данного года	млн. $м^3$						
24	Добыча газа из перешедших скважин	млн. $м^3$						
25	Изменение добычи газа из перешедших скважин	млн. $м^3$						
26	Коэффициент изменения добычи газа из перешедших скважин	доли ед.						
27	Среднедействующий фонд перешедших скважин	скв.						
28	Средний дебит перешедших скважин по газу	тыс. $м^3$/сут						
29	Средняя приемистость нагнетательных скважин по газу	тыс. $м^3$/сут						
30	Среднее число дней работы перешедшей скважины	дни						
31	Закачка газа	млн. $м^3$						
32	Закачка газа с начала разработки	млн. $м^3$						
33	Компенсация отбора текущая	%						
34	Компенсация отбора с начала разработки	%						
35	Средневзвешенное пластовое давление на конец года	МПа						
36	Среднее устьевое (рабочее) давление на конец года	МПа						
37	Темп отбора газа от начальных утвержденных запасов	%						
38	Темп отбора газа от текущих утвержденных запасов	%						
39	Содержание стабильного конденсата	г/$м^3$						
40	Добыча конденсата	тыс. т						
41	Добыча конденсата с начала разработки	тыс. т						
42	Технологические потери конденсата	%						
43	Коэффициент извлечения конденсата	доли ед.						

*Для участка ОПР отдельно представляется аналогичная таблица.

Таблица 41. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ (ДОБЫЧА ГАЗА ВСЕГО) *

МЕСТОРОЖДЕНИЕ _____
ЛУ _____
ЭО _____
КАТЕГОРИЯ ЗАПАСОВ _____
ВАРИАНТ _____

№ п/п	Показатели	Ед. измер.	Годы					
			20_	20__	20__	20__	20_	20_
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Остаточные извлекаемые запасы растворенного газа	млн. м3						
2	Добыча растворенного газа с начала разработки	млн. м3						
3	Добыча растворенного газа	млн. м3						
4	Использование растворенного газа	млн. м3						
5	Процент использования растворенного газа	%						
6	Остаточные запасы газа газовой шапки и свободного	млн. м3						
7	Добыча газа газовой шапки и свободного с начала разработки	млн. м3						
8	в том числе через нефтяные скважины (попутный нефтяной газ)	млн. м3						
9	в том числе из газовых скважин	млн. м3						
10	Добыча газа газовой шапки и свободного всего	млн. м3						
11	в том числе через нефтяные скважины (попутный нефтяной газ)	млн. м3						
12	в том числе из газовых скважин	млн. м3						
13	Расход газа на собственные нужды	млн. м3						
14	в том числе на технологические нужды	млн. м3						
15	Ввод новых добывающих и нагнетательных скважин из бурения	скв.						
16	в том числе из эксплуатационного бурения	скв.						
17	в том числе из разведочного бурения	скв.						
18	Перевод скважин из других категорий	скв.						
19	Перевод скважин с других объектов	скв.						
20	Средняя глубина новой скважины	м						
21	Эксплуатационное бурение всего	тыс. м						
22	Фонд добывающих газовых скважин на конец года	скв.						
23	Действующий фонд добывающих газовых скважин на конец года	скв.						
24	Выбытие добывающих скважин	скв.						

Таблица 41 (продолжение)

1	2	3	4	5	6	7	8	9
25	Ввод нагнетательных скважин	скв.						
26	Выбытие нагнетательных скважин	скв.						
27	Фонд нагнетательных скважин на конец года	скв.						
28	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года	скв.						
29	Добыча газа из новых скважин	млн. м3						
30	Средний дебит новой скважины по газу	тыс. $м^3$/сут						
31	Среднее число дней работы новой скважины	дни						
32	Расчетная добыча газа из новых скважин предыдущего года в данном году	млн. м3						
33	Ожидаемая расчетная добыча газа из перешедших скважин данного года	млн. м3						
34	Добыча газа из перешедших скважин	млн. м3						
35	Изменение добычи газа из перешедших скважин	млн. м3						
36	Коэффициент изменения добычи газа из перешедших скважин	доли ед.						
37	Среднедействующий фонд перешедших скважин	скв.						
38	Средний дебит перешедших скважин по газу	тыс. $м^3$/сут						
39	Средняя приемистость нагнетательных скважин по газу	тыс. $м^3$/сут						
40	Среднее число дней работы перешедшей скважины	дни						
41	Закачка газа	млн. м3						
42	Закачка газа с начала разработки	млн. м3						
43	Компенсация отбора текущая	%						
44	Компенсация отбора с начала разработки	%						
45	Средневзвешенное пластовое давление на конец года	МПа						
46	Среднее устьевое (рабочее) давление на конец года	МПа						
47	Темп отбора газа от начальных утвержденных запасов	%						
48	Темп отбора газа от текущих утвержденных запасов	%						
49	Содержание стабильного конденсата	$г/м^3$						
50	Добыча конденсата	тыс. т						
51	Добыча конденсата с начала разработки	тыс. т						
52	Технологические потери конденсата	%						
53	Коэффициент извлечения конденсата	доли ед.						

*Для участка ОПР отдельно представляется аналогичная таблица.

Таблица 42. ПРОГНОЗ ДОБЫЧИ ВОДЫ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ НУЖД

МЕСТОРОЖДЕНИЕ _____, ЭО_____
НЕДРОПОЛЬЗОВАТЕЛЬ _____ ЛУ_____

№ п/п	Показатели	Годы						
		20__	20__	20__	...	...	...	N
1	Добыча воды, всего, тыс. $м^3$							
2	Суточная добыча воды, всего, тыс. $м^3$							
3	Ввод водозаборных скважин, скв.							
4	Фонд водозаборных скважин на конец года, скв.							

Таблица 43. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ГТМ, МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ (КИН) И ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ, ПРОГНОЗ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ (НЕФТЬ)

Применяемые МУН		Суммарная с начала разработки	Годы разработки											Итого за прогнозный период	Всего
			20__	20__	20__	20__	20__	20__–20__	20__–20__	20__–20__	20__–20__	20__–20__	и т.д.		
		факт	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	Гидроразрыв пласта*														
а	количество проведенных операций														
б	дополнительная добыча нефти, тыс. т														
2	Зарезка боковых стволов														
а	количество пробуренных скважин														
б	дополнительная добыча нефти, тыс. т														
3	Физико-химические методы обработки призабойной зоны пласта (далее – ОПЗ)														
а	количество проведенных операций														
б	дополнительная добыча нефти, тыс. т														
в	дополнительная добыча нефти на одну тонну реагента, тыс. т														
г	дополнительная добыча нефти на одну обработку, тыс. т														
4	Потокоотклоняющие технологии														
а	количество проведенных операций														
б	дополнительная добыча нефти, тыс. т														
в	дополнительная добыча нефти на одну тонну реагента, тыс. т														

Таблица 43 (продолжение)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
г	дополнительная добыча нефти на одну обработку, тыс. т														
5	Нестационарное заводнение														
а	количество циклов														
б	дополнительная добыча нефти, тыс. т														
Итого дополнительная добыча нефти, тыс. т (по пунктам 1–5)															
6	Прочие методы, том числе:														
6.1	Оптимизация работы насосного оборудования														
а	количество проведенных операций														
б	дополнительная добыча нефти, тыс. т														
6.2	Водо-изоляционные работы и ремонтно-изоляционные работы														
а	количество проведенных операций														
б	дополнительная добыча нефти, тыс. т														
6.3	Перфорационные методы														
а	количество проведенных операций														
б	дополнительная добыча нефти, тыс. т														
Итого дополнительная добыча нефти по пункту 6, тыс. т															
а	количество проведенных операций														
б	дополнительная добыча нефти, тыс. т														
Итого дополнительная добыча нефти, тыс. т (по пунктам 1–6)															

*- За исключением скважин, в конструкции забоев которых предусмотрен ГРП

Таблица 44. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ГТМ, МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ИЗВЛЕЧЕНИЯ КОНДЕНСАТА (КИК) И ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ ГАЗА, ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА, ПРОГНОЗ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ (ГАЗ)

Применяемые МУН		Суммарная с начала разработки	Годы разработки											Итого за прогнозный период	Всего
			20__	20__	20__	20__	20__	20__–20__	20__–20__	20__–20__	20__–20__	20__–20__	и т.д.		
		факт	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	Гидроразрыв пласта*														
а	количество проведенных операций														
б	дополнительная добыча газа, млн. м^3														
в	дополнительная добыча конденсата, тыс. т														
2	Зарезка боковых стволов														
а	количество пробуренных скважин														
б	дополнительная добыча газа, млн. м^3														
в	дополнительная добыча конденсата, тыс. т														
3	Физико-химические методы ОПЗ														
а	количество проведенных операций														
б	дополнительная добыча газа, млн. м^3														
в	дополнительная добыча конденсата, тыс. т														
г	дополнительная добыча газа на одну тонну реагента, млн. м^3														
д	дополнительная добыча газа на одну обработку, млн. м^3														
е	дополнительная добыча конденсата на одну тонну реагента, тыс.т														

Таблица 44 (продолжение)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
ж	дополнительная добыча конденсата на одну обработку, тыс.т														
4	Удаление жидкости из скважин														
а	количество проведенных операций														
б	дополнительная добыча газа, млн. $м^3$														
в	дополнительная добыча конденсата, тыс. т														
г	дополнительная добыча нефти на одну обработку, тыс. т														
Итого дополнительная добыча газа,млн. $м^3$ (по пунктам 1–4)															
Итого дополнительная добыча конденсата, тыс. т (по пунктам 1–4)															
5	Прочие методы, том числе:														
5.1	Водо-изоляционные работы и ремонтно-изоляционные работы														
а	количество проведенных операций														
б	дополнительная добыча газа, млн. $м^3$														
в	дополнительная добыча конденсата, тыс. т														
5.2	Перфорационные методы														
а	количество проведенных операций														
б	дополнительная добыча газа, млн. $м^3$														
в	дополнительная добыча конденсата, тыс. т														
	Итого дополнительная добыча газа (млн. $м^5$) и конденсата (тыс.т) по пункту 5														
а	количество проведенных операций														
б	дополнительная добыча газа, млн. $м^3$														
в	дополнительная добыча конденсата, тыс. т														
Итого дополнительная добыча газа ,млн. $м^3$ (по пунктам1- 5)															
Итого дополнительная добыча конденсата, тыс. т (по пунктам 1–5)															

*За исключением скважин, в конструкции забоев которых предусмотрен ГРП.

Таблица 45. ПРОГРАММА РАБОТ ПО ВВОДУ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ НЕРАБОТАЮЩИХ СКВАЖИН

_____ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

№ п/п	№ скважины	Категория	Состояние по фонду	Объект	Год остановки	Накопленный отбор нефти, тыс. т	Накопленный отбор газа, млн. м^3	Накопленный отбор конденсата, тыс. т	Накопленная закачка воды, тыс. м^3	Режим работы (на дату остановки)						Причина простоя	Планируемые мероприятия	Год ввода в работу	Режим работы (планируемый)					
										Дебит по нефти, т/сут	Дебит по газу, тыс. м^3/сут	Дебит по конденсату, т/сут	Обводненность, %	Приемистость, м^3/сут	Устьевое давление, МПа				Дебит по нефти, т/сут	Дебит по газу, тыс. м^3/сут	Дебит по конденсату, т/сут	Обводненность, %	Приемистость, м^3/сут	Устьевое давление, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
1																								
2																								

Таблица 46. ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ, УДЕЛЬНЫЕ ЗАТРАТЫ

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Значение
1	2	3	4
1	**Показатели для расчета выручки:**		
	Цена нефти сорта Юралс	долл./барр.	
	Цена реализуемого сорта нефти	долл./барр.	
	Обменный курс	руб./долл.	
	Таможенная пошлина на нефть	долл./ т	
	Транспорт нефти		
	Фрахт	долл./ т	
	Прочие затраты при экспорте	долл./ т	
	Перевалка в порту	руб./т	
	Транспорт от коммерческого узла учета нефти (далее – КУУН) до порта	руб./т	
	Транспорт от месторождения до КУУН	руб./т	
	Коэффициент перевода из тонн в баррели	барр./т	
	Чистая цена реализации нефти[1)]	руб./т	
	Цена на внутреннем рынке		
	- попутного нефтяного газа	руб./ 1000 м^3	
	- природного газа	руб./ 1000 м^3	
	Экспортная цена газа[2)]	долл./ 1000 м^3	
	Стоимость транспорта газа		
	- за границей	долл./ 1000 м^3	
	- по территории Российской Федерации	руб./ 1000 м^3	
	Чистая цена газа при реализации на экспорт	руб./ 1000 м^3	
	Чистая цена газа для производства СПГ[3)]	руб./ 1000 м^3	
2	**Капитальные вложения (удельные затраты):**		
2.1	Затраты на геологоразведочные работы (далее – ГРР)		
	– бурение разведочной скважины	тыс. руб./м	
	– 2Д сейсмика	тыс. руб./пог. км	
	– 3Д сейсмика	тыс. руб./км^2	
2.2	Бурение (строительство) скважин [4)]		
	– добывающая газовая скважина	тыс. руб./м	
	– добывающая нефтяная наклонно-направленная скважина	тыс. руб./м	
	– добывающая нефтяная горизонтальная скважина	тыс. руб./м	
	– нагнетательная наклонно-направленная скважина	тыс. руб./м	
	– нагнетательная горизонтальная	тыс. руб./м	
	– прочие виды скважин (указать тип)	млн. руб./скв.	
	– бурение БС	тыс. руб./м	
	– бурение БГС	тыс. руб./м	

Таблица 46 (продолжение)

1	2	3	4
2.3	Затраты при бурении скважин		
	– ГРП (указать тип ГРП)	тыс. руб./скв. - опер.	
	– прочие затраты при бурении (указать вид)	тыс. руб./скв. - опер.	
2.4	Оборудование, не входящее в сметы строек		
	– оборудование для нефтедобывающей скважины (указать тип насоса)	тыс. руб./скв.	
	– оборудование для нагнетательной скважины	тыс. руб./скв.	
	– оборудование для БС (БГС)	тыс. руб./скв.	
	- оборудование для одновременно-раздельной эксплуатации (далее – ОРЭ) / одновременно-раздельной закачки (далее - ОРЗ)	тыс. руб./скв.	
	– замена оборудования	тыс. руб./ДФС	
2.5	Промысловое обустройство		
	– строительство и обустройство кустов скважин	тыс. руб./скв.	
	– сбор и транспорт нефти и ПНГ (внутрипромысловые трубопроводы, резервуары)	тыс. руб./скв. (млн.руб./км)	
	– сбор и транспорт газа и конденсата (внутрипромысловые трубопроводы)	тыс. руб./скв. (млн.руб./км)	
	– подготовка нефти к транспорту (ЦПС, УПН, УПСВ)	млн. руб./т/год	
	– подготовка газа и конденсата к транспорту (установка НТС, УППГ, УКПГ)	млн. руб./1000 $м^3$/год	
	– подготовка конденсата к транспорту (УСК, УДК)	млн.руб./т/год	
	– компрессорные станции (далее – КС)	млн.руб./МВт (млн.руб./1000 $м^3$/год)	
	– газлифтная система	млн.руб./1000 $м^3$/год	
	– газлифтные трубопроводы	млн.руб./км	
	– повышение нефтеотдачи и газоотдачи пластов, включая объекты ППД	тыс. руб./скв.	
	– метанолопровод	млн.руб./км	
	– объекты энергетического хозяйства	тыс. руб./скв.	
	– автомобильные дороги (внутрипромысловые и подъездные, включая мосты и переправы)	тыс. руб./скв. (млн.руб./ км)	
	– связь, комплексная автоматизация и корпоративные вычислительные сети	тыс. руб./скв.	
	– объекты инфраструктуры (БПО, ВЖК, ДП, ПВО, водозабор)[5)]	млн. руб.	
	– объекты экологии и промышленной безопасности (природоохранные объекты)[5)]	млн.руб.	
2.6	Затраты на МУН/МУГ/МУК[5)]	тыс. руб./опер.	
2.7	Внешняя инфраструктура (трубопроводы подключения и прочие объекты)[5)]		
	– трубопровод (протяженность, диаметр, мощность)	млн.руб./км	

Таблица 46 (продолжение)

1	2	3	4
3	**Текущие затраты:**		
3.1	Добыча углеводородов:		
	газовый промысел:	руб./1000 м^3	
	газоконденсатный промысел:	руб./1000 м^3	
	нефтяной промысел:		
	расходы на энергию по извлечению жидкости,	руб./т жидкости	
3.2	Расходы по искусственному воздействию на пласт		
	закачки рабочего агента	руб./м^3	
	затраты на обслуживание нагнетательной скважины	тыс.руб./скв	
3.3	Сбор и внутрипромысловый транспорт нефти и газа:		
	газовый промысел	руб./1000 м^3	
	газоконденсатный промысел, газ	руб./1000 м^3	
	конденсат	руб./т конденсата	
	нефтяной промысел нефтесодержащая жидкость	руб./т жидкости	
	газ	руб./1000 м^3	
	– технологическая подготовка углеводородов:		
	газовый промысел	руб./1000 м^3	
	газоконденсатный промысел, газ	руб./1000 м^3	
	конденсат	руб./т конденсата	
	нефтяной промысел	руб./т нефти	
3.4	Затраты на содержание и эксплуатацию скважин и оборудования:		
	обслуживание скважин (по типам)	тыс. руб./ДФС	
	капитальный ремонт	тыс.руб./ДФС	
3.5	Удельная численность ППП	чел/ДФС	
3.6	Среднемесячная заработная плата 1 работающего (ППП)	тыс. руб./чел.	
3.7	Общехозяйственные и общепроизводственные затраты:		
	затраты на АУП	тыс. руб./ДФС	
		(млн.руб./год)	
	прочие	тыс.руб./ДФС	
		(млн.руб./год)	
3.8	Затраты на содержание инфраструктуры внешнего транспорта:		
	переменные	руб./ ед УВС	
	постоянные	млн.руб./год	
3.9	Затраты на применение МУН/МУГ/МУК[5)]	тыс. руб./опер.	
3.10	Стоимость ГРП на действующем фонде скважин (указать тип)	тыс. руб./скв. - опер.	
3.11	Стоимость ОПЗ	тыс. руб./скв. - опер.	
3.12	Стоимость РИР	тыс. руб./скв. - опер.	
3.13	Потокоотклоняющие технологии	тыс. руб./скв.	
3.14	Перфорация	тыс. руб./скв. - опер.	
3.15	Гидродинамические методы	тыс. руб./скв. - опер.	
3.16	Затраты на вывод скважин из консервации	тыс. руб./скв.	

Таблица 46 (продолжение)

1	2	3	4
3.17	Перевод добывающей скважины в нагнетательный фонд	тыс. руб./скв.	
3.18	Перевод скважин на другой горизонт	тыс. руб./скв.	
3.19	Стоимость прочих ГТМ[6)]	тыс. руб./скв. - опер.	
3.20	Ликвидация скважины (внереализационные расходы)	тыс. руб./скв.	
4	**Дополнительные данные:**		
4.1	Ставка дисконтирования	%	
4.2	Плата (штраф) за сжигание ПНГ < 5%	руб./1000 м^3	
4.3	Плата (штраф) за сжигание ПНГ > 5%	руб./1000 м^3	
4.4	Остаточная стоимость основных фондов на начало расчетного периода[7)]	млн. руб.	
4.5	Норма амортизационных отчислений: [8)]		
	– скважины	%	
	– объекты обустройства	%	
	– объекты внешнего транспорта	%	
	– оборудование, не входящее в смету строек	%	

1) При расчете чистой цены реализации нефти вычитаются таможенная пошлина на нефть и затраты на транспорт до пункта реализации.
2) Для расчета чистой цены реализации газа на экспорт из экспортной цены вычитаются таможенная пошлина на газ и стоимость транспортировки до пункта реализации.
3) Чистая цена газа для производства СПГ рассчитывается исходя из экспортной цены СПГ, затрат на сжижение, регазификацию, транспорт и удельной теплоты сгорания.
4) Норматив включает все затраты, необходимые для ввода скважин в эксплуатацию, кроме затрат при бурении скважин, нормативы для которых приведены в п. 2.3.
5) С описанием состава.
6) Отдельно по каждому ГТМ, представленному в ПТД.
7) Остаточная стоимость ОФ разносится по ЭО пропорционально ДФС на первый проектный год.
8) Нормы и процедуры расчета амортизационных отчислений принимаются с учетом положений главы 25 Налогового кодекса Российской Федерации (Собрание законодательства Российской Федерации, 2000, № 32, ст. 3340; 2018, № 23, ст. 3389) и учетной политики.

Таблица 47. ХАРАКТЕРИСТИКА РАСЧЕТНЫХ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ ЭО

МЕСТОРОЖДЕНИЕ _____, ЭО _____, ВАРИАНТ

№ п/п	Параметр	Ед. изм.	Объекты				Месторождение в целом
			Варианты				
			базовый	1	...	n	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Система разработки						
	Вид воздействия						
	Плотность сетки скважин (приведенная)	га/скв.					
	Максимальные уровни добычи: нефти	тыс. т					
	жидкости	тыс. т					
	газа газовых шапок	млн. м3					
	свободного газа	млн. м3					
	Максимальные уровни закачки: воды	тыс. $м^3$					
	газа	млн. м3					
	Проектный период разработки	годы					
	Рентабельный период разработки	годы					
	Накопленная добыча нефти за проектный период	тыс. т					
	Накопленная добыча нефти за рентабельный период	тыс. т					
	Накопленная добыча нефти с начала разработки	тыс. т					
	Коэффициент извлечения нефти (КИН)	доли ед.					
	Коэффициент извлечения нефти за рентабельный период (КИНр)	доли ед.					
	Накопленная закачка с начала разработки	тыс. $м^3$					
	Накопленная добыча жидкости с начала разработки	тыс. т					
	Средний дебит добывающей скважины по нефти на конец проектного периода	т/с					
	Средний дебит добывающей скважины по нефти на конец рентабельного периода	т/с					
	Средняя обводненность продукции на конец проектного периода	%					
	Средняя обводненность продукции на конец рентабельного периода	%					

Таблица 47 (продолжение)

1	2	3	4	5	6	7	8
	Накопленная добыча свободного газа за проектный период	млн. м3					
	Накопленная добыча свободного газа за рентабельный период	млн. м3					
	Накопленная добыча свободного газа с начала разработки	млн. м3					
	Коэффициент извлечения газа (КИГ)	доли ед.					
	Коэффициент извлечения газа (КИГр) за рентабельный период	доли ед.					
	Накопленная добыча конденсата за проектный период	тыс. т					
	Накопленная добыча конденсата за рентабельный период	тыс. т					
	Накопленная добыча конденсата с начала разработки	тыс. т					
	Коэффициент извлечения конденсата (КИК)	доли ед.					
	Коэффициент извлечения конденсата (КИК) за рентабельный период	доли ед.					
	Фонд скважин за весь срок разработки, всего	скв.					
	В том числе: добывающих нефтяных	скв.					
	из них горизонтальных	скв.					
	нагнетательных	скв.					
	из них горизонтальных	скв.					
	добывающих газовых	скв.					
	из них горизонтальных	скв.					
	контрольные	скв.					
	водозаборные	скв.					
	поглощающие	скв.					
	Фонд скважин для бурения всего	скв.					
	В том числе: добывающих нефтяных	скв.					
	из них горизонтальных	скв.					
	нагнетательных	скв.					
	из них горизонтальных	скв.					
	добывающих газовых	скв.					
	из них горизонтальных	скв.					
	контрольные	скв.					
	водозаборные	скв.					
	поглощающие	скв.					
	Зарезка БГС/БС	скв.					

Таблица 47 (продолжение)

1	2	3	4	5	6	7	8
	Фонд скважин, переведенных с другого объекта*	скв.					
	В том числе: добывающих	скв.					
	нагнетательных	скв.					
	Фонд скважин с технологией ОРЭ, ОРЗ, всего	скв.					
	в том числе: добывающих	скв.					
	нагнетательных	скв.					
	Фонд скважин, выведенных из консервации, всего	скв.					
	Фонд разведочных скважин, переведенный в эксплуатационный	скв.					
2	Показатели экономической эффективности вариантов разработки						
	Внутренняя норма рентабельности (ВНР)	%					
	Срок окупаемости	лет					
	Индекс доходности капитальных затрат за проектный период	доли ед.					
	за рентабельный период	доли ед.					
	Индекс доходности затрат за проектный период	доли ед.					
	за рентабельный период	доли ед.					
	Чистый дисконтированный доход (ЧДД 10%) за проектный период	млн.руб.					
	за рентабельный период	млн.руб.					
3	Расчетные показатели за рентабельный период						
	Выручка, ВСЕГО	млн.руб.					
	в т.ч. по видам УВС	млн.руб.					
	Капитальные затраты, в т.ч.	млн.руб.					
	Бурение скважин	млн.руб.					
	Промысловое обустройство	млн.руб.					
	Внешняя инфраструктура	млн.руб.					
	Прочее	млн.руб.					
	Эксплуатационные затраты, в т.ч.	млн.руб.					
	Текущие затраты	млн.руб.					
	Налоги, включаемые в себестоимость	млн.руб.					
	Амортизационные отчисления	млн.руб.					
	Внереализационные расходы	млн.руб.					
	Налог на прибыль	млн.руб.					
	Чистый доход пользователя недр	млн.руб.					
	Доход государства	млн.руб.					
	Дисконтированный доход Государства (ДДГ 10%)	млн.руб.					
	Интегральный показатель (Топт)	доля ед.					

Примечание. Количество строк в таблице может уменьшаться в соответствии с типом ЭО (нефтяной, газонефтяной, нефтегазовый, газовый, газоконденсатный, нефтегазоконденсатный).

Таблица 48. КАПИТАЛЬНЫЕ ЗАТРАТЫ В РАЗРАБОТКУ НЕФТЯНЫХ ЭО

МЕСТОРОЖДЕНИЕ _____, ЭО _____, ВАРИАНТ

млн. руб.

Годы	ГРР	Бурение [1]	Оборудование не входящее в смету строек (далее – НВСС)	Промысловое обустройство										Внешняя инфраструктура [3]	Прочие [4]	ИТОГО капитальные затраты
				Строительство и обустройство кустов скважин	Сбор и транспорт УВС	Технологическая подготовка	Система ППД/закачки газа	Электроснабжение	Автодороги	Связь и автоматизация	Объекты материально-технического обеспечения (далее – МТО)	Природоохранные объекты	Итого промобустройство			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1 :: n																
Итого																

1) По видам скважин. Если затраты на бурение БС (БГС) учитываются пользователем недр как текущие, то они приводятся в таблице(ах) 50 и/или -51. В случае значительных затрат на мобилизацию (демобилизацию) БУ такие затраты показываются в отдельной колонке.
2) Колонки 5- 15 заполнять в целом по месторождению, или распределять по ЭО в соответствии с решением недропользователя
3) Включают, в т.ч. затраты пользователя недр и затраты на поддержание ОС.

Таблица 49. КАПИТАЛЬНЫЕ ЗАТРАТЫ В РАЗРАБОТКУ ГАЗОВЫХ, ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЭО И ЭО С ГАЗОВОЙ ШАПКОЙ

МЕСТОРОЖДЕНИЕ _____, ЭО _____, ВАРИАНТ

млн. руб.

Годы	ГРР	Бурение [1]	Оборудование НВСС	Промысловое обустройство														Внешняя инфраструктура [2]	Строительство прочих объектов [3]	ИТОГО капитальные затраты
				Строительство и обустройство кустов скважин	УКПГ (УППГ)	УДК (УСК)	Сбор и транспорт УВС	Система ППД /закачки газа	КС	Метанолопровод	Электроснабжение	Автодороги	Связь и автоматизация	Объекты МТО	Природоохранные объекты	Прочее	Итого промобустройство			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
1 ... n																				
Итого																				

Примечание. Количество приводимых статей может быть изменено в соответствии с правилами, применяемыми пользователем недр.

1) По видам скважин. Если затраты на бурение БС (БГС) учитываются пользователем недр как текущие, то они приводятся в таблице(ах) 50 или 51.

В случае значительных затрат на мобилизацию (демобилизацию) БУ такие затраты показываются в отдельной колонке.

2) Включают, в т.ч. затраты пользователя недр и затраты на поддержание ОС.

Таблица 50. ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ЗАТРАТЫ (ТЕКУЩИЕ ЗАТРАТЫ ПО СТАТЬЯМ КАЛЬКУЛЯЦИИ)

МЕСТОРОЖДЕНИЕ _____, ЭО _____, ВАРИАНТ

млн. руб. (кроме п. 8)

Годы	Расходы на энергию по извлечению жидкости (при добыче нефти)	Расходы по искусственному воздействию на пласт<*>	Расходы по сбору и внутрипромысловому транспорту УВС<*>	Расходы по технологической подготовке	Расходы на содержание и эксплуатацию скважин и оборудования					Общехозяйственные и общепроизводственные затраты			ГТМ <**>	МУН/МУГ/МУК <***>	Прочие	ИТОГО текущие затраты	НДПИ	Налог на имущество	Прочие налоги	Амортизационные отчисления (ранее введенные ОФ)****	Амортизационные отчисления (новые ОФ) *****	ИТОГО эксплуатационные затраты
					Содержание и эксплуатация оборудования	Капитальный ремонт	Численность ППП	Расходы на оплату труда ППП	Расходы на отчисления на социальное страхование ППП	Общепроизводственные	АУП	Прочие										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1 ... n																						
Итого																						

* Отдельно по каждому виду УВС.
** Отдельно по каждому виду ГТМ.
*** Отдельно по каждому виду МУН/МУГ/МУК.
**** Для основных фондов, введенных до начала первого проектного года.
*****Для основных фондов, вводимых с первого проектного года.

Примечание. Количество приводимых статей может быть изменено в соответствии с правилами, применяемыми пользователем недр.

Таблица 51. ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ЗАТРАТЫ (ТЕКУЩИЕ ЗАТРАТЫ ПО ЭЛЕМЕНТАМ ЗАТРАТ)

МЕСТОРОЖДЕНИЕ _____, ЭО _____, ВАРИАНТ

млн. руб. (кроме п. 7)

Годы	Материальные затраты			Капитальный ремонт		Численность ППП	Расходы на оплату труда ППП	Расходы на отчисления на социальное страхование ППП	Общехозяйственные и общепроизводственные			Прочие	ИТОГО текущие затраты	НДПИ	Налог на имущество	Прочие налоги	Амортизационные отчисления (ранее введенные ОФ)	Амортизационные отчисления (новые ОФ)	ИТОГО эксплуатационные затраты
	Вспомогательные материалы	топливо	электроэнергия	капитальный ремонт скважин	капитальный ремонт прочих ОФ				Общепроизводственные	АУП	Прочие								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	6	17	18	19	20
1 ... n																			
Итого																			

Таблица 52. РАСЧЕТ НДПИ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ

МЕСТОРОЖДЕНИЕ _____, ЭО _____, ВАРИАНТ

Годы	Добыча нефти	Базовая ставка	Расчет показателя, характеризующего особенности добычи, Дм									Расчет Кз		Расчет Кв (Кдв)			Ставка НДПИ	ИТОГО, сумма налога
			Кндпи	Кц	Кв (Кдв)	Кз	Кд	Кдв	Ккан	Кк	Дм	Vз	Кз	N	V	Кв		
	тыс. т	руб./т	руб./т	д.е.	д.е.	д.е.	д.е.	д.е.	д.е.	руб./т	руб./т	млн т	д.е.	тыс т	тыс т	д.е.	руб./т	млн.руб.
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*	*9*	*10*	*11*	*12*	*13*	*14*	*15*	*16*	*17*	*18*	*19*
1																		
2																		
…																		
n																		
Итого																		

Таблица 53. РАСЧЕТ НДПИ ПРИ ДОБЫЧЕ ГАЗА И (ИЛИ) КОНДЕНСАТА

МЕСТОРОЖДЕНИЕ _____, ЭО _____, ВАРИАНТ

Годы	Добыча природного газа	Добыча газового конденсата	Расчет базового значения единицы условного топлива, Еут				Расчет Цк			Расчет Цг				Расчет Цэ			
			Дг	Цк	Цг	Еут	Цена Юралс	Пн	Цк	Цв	Ов	Цэ	Цг	Цдз	Стп	Рдз	Цэ
	тыс. м3	тонны	д.е.	руб./т	руб./тыс. м3	руб./еут	долл/ барр	долл/т	руб./т	долл/ барр	руб./ долл	руб./тыс. м3	руб./тыс. м3	руб./тыс. м3	%	руб./тыс. м3	руб./тыс. м3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1 … n																	
Итого																	

Таблица 53 (продолжение)

Годы	Расчет Кгпн					Расчет Кс							Расчет Тг				Ставка НДПИ на природный газ	Ставка НДПИ на газовый конденсат	ИТОГО, сумма НДПИ
	Гсо	Гп	Но	Ксо	Кгпн	Свг	Квг	Кр	Кгз	Кас	Корз	Кс	Тр	Рг	Ог	Тг			
	тыс. м3	тыс. м3	тонны	тонны	д.е.	д.е.	д.е.	д.е.	д.е.	д.е.	д.е.	д.е.	руб./тыс.м3 /100 км	км	д.е.	руб./тыс. м3	руб./т	руб./тыс. м3	млн. руб.
1	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	28	29	30	31	32	33	34
1 … n																			
Итого																			

Таблица 54. РАСЧЕТ ПРИБЫЛИ ОТ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОДУКЦИИ И ЧДД ПОЛЬЗОВАТЕЛЯ НЕДР

МЕСТОРОЖДЕНИЕ _____, ЭО _____, ВАРИАНТ

млн. руб. (кроме пп. 2÷5)

Годы	Товарный объем УВС				Выручка от реализации продукции	в том числе				Эксплуатационные затраты	Внереализационные расходы *	Прочие налоги и платежи	Прибыль к налогообложению	Налог на прибыль	Прочие налоги с прибыли	Чистая прибыль	Капитальные затраты	Амортизация **	Чистый доход		ЧДД (ставка дисконтирования 10%)	
	нефть, тыс.т	ПНГ, млн. м^3	Свободный газ, млн. м^3	Конденсат, тыс.т		нефть	ПНГ	Свободный газ	Конденсат										годовой	накопленный	годовой	накопленный
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1 2 : n										минус	минус	минус		минус	минус		минус	плюс				
Итого																						

*Затраты на ликвидацию и рекультивацию земель, в том числе затраты, связанные с консервацией оборудования, скважин, числящихся в составе основных фондов, производимые, в том числе по оборудованию устьев и стволов разведочных, эксплуатационных, наблюдательных, нагнетательных и специальных скважин при их ликвидации или консервации.

** Из таблицы 50 (сумма столбцов 21, 22) или из таблицы 51 (сумма столбцов 18, 19).

Таблица 55. РАСЧЕТ ДОХОДА ГОСУДАРСТВА

МЕСТОРОЖДЕНИЕ _____, ЭО _____, ВАРИАНТ

млн. руб.

Годы	Вывозная таможенная пошлина			НДПИ			Налог на имущество	Прочие налоги, пошлины, отчисления	Налог на прибыль	Прочие налоги с прибыли	Доход Государства		ДДГ (ставка дисконтирования 10%)	
	Нефть*	Газ**	Конденсат*	нефть	газ	конденсат					годовой	накопленный	годовой	накопленный
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1 2 ... n		плюс	плюс	плюс	плюс	плюс	плюс	плюс	плюс	плюс				
Итого														

*При расчете вывозной таможенной пошлины на нефть (конденсат) сырую для целей оценки дохода государства используется доля экспорта нефти в размере 50%, если нет фактических данных по структуре реализации.

**При расчете вывозной таможенной пошлины на газ для целей оценки дохода государства используется фактическая среднегодовая доля экспорта газа за календарный год, предшествующий дате представления ПТД.

Таблица 56. АНАЛИЗ ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ ЧДД ПОЛЬЗОВАТЕЛЯ НЕДР И РЕНТАБЕЛЬНО ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ УВС

МЕСТОРОЖДЕНИЕ _____

Чистый дисконтированный доход пользователя недр (для рекомендуемого варианта разработки месторождения, категории запасов $A + B_1 + B_2$) млн.руб

Параметры	Отклонение показателей (±)		
	- 20%	0%	+ 20%
Экспортная цена жидких УВС/конденсата			
Экспортная цена газа			
Цена газа на внутреннем рынке			
Цена СПГ на экспортном рынке			
Капитальные вложения			
Текущие затраты			

Чистый дисконтированный доход государства (для рекомендуемого варианта разработки месторождения категории запасов A + B1 + B2) млн. руб.

Параметры	Отклонение показателей (±)		
	- 20%	0%	+ 20%
Экспортная цена жидких УВС/конденсата			
Экспортная цена газа			
Цена газа на внутреннем рынке			
Цена СПГ на экспортном рынке			
Капитальные затраты			
Текущие затраты			

Рентабельно извлекаемые запасы категорий A + B1 + B2 (по каждому виду УВС отдельно) тыс. т (млн. $м^3$)

Параметры	Отклонение показателей (+/-)		
	- 20%	0%	+ 20%
Экспортная цена жидких УВС/конденсата			
Экспортная цена газа			
Цена газа на внутреннем рынке			
Цена СПГ на экспортном рынке			
Капитальные затраты			
Текущие затраты			

Таблица 57. СОПОСТАВЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ ПО ВАРИАНТАМ РАЗРАБОТКИ

ЭО	Вариант разработки	Расчетные величины			
		Коэффициент вытеснения	Коэффициент охвата	КИН	КИН по другим методикам и/или месторождениям-аналогам (представляется для ППЭ)
1	2	3	4	5	6

Таблица 58. СОПОСТАВЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ГАЗА ГАЗОВОЙ ШАПКИ И КОНДЕНСАТА ПО ВАРИАНТАМ РАЗРАБОТКИ

ЭО	Вариант разработки	Давление забрасывания*, МПа	КИГ	КИК	
				По бомбе PVT	По модели
1	2	3	4	5	6

*Средневзвешенное пластовое давление на конец проектного периода.

Таблица 59. СОПОСТАВЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ СВОБОДНОГО ГАЗА И КОНДЕНСАТА ПО ВАРИАНТАМ РАЗРАБОТКИ

ЭО	Вариант разработки	Давление забрасывания*, МПа	КИГ	КИК	
				По бомбе PVT	По модели
1	2	3	4	5	6

*Средневзвешенное пластовое давление на конец проектного периода.

Таблица 60. СОПОСТАВЛЕНИЕ ПО ВАРИАНТАМ РАЗРАБОТКИ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ И РАСТВОРЕННОГО ГАЗА, КОЭФФИЦИЕНТОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ

ЭО	Вариант разработки	Геологические запасы			Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	Извлекаемые запасы		
		нефти, тыс. т	растворенного газа, млн. м3	ценных компонентов (указать каких)		нефти, тыс. т	растворенного газа, млн. м3	ценных компонентов (указать каких)
1	2	3	4	5	6	8	9	10

Таблица 61. СОПОСТАВЛЕНИЕ ПО ВАРИАНТАМ РАЗРАБОТКИ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ ГАЗА ГАЗОВОЙ ШАПКИ И КОНДЕНСАТА, КОЭФФИЦИЕНТОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ГАЗА И КОНДЕНСАТА

ЭО	Вариант разработки	Геологические запасы			Коэффициент извлечения газа, доли ед.	Коэффициент извлечения конденсата, доли ед.	Извлекаемые запасы		
		газа, млн. $м^3$	конденсата, тыс. т	ценных компонентов (указать каких)			газа, млн. $м^3$	конденсата, тыс. т	ценных компонентов (указать каких)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Таблица 62. СОПОСТАВЛЕНИЕ ПО ВАРИАНТАМ РАЗРАБОТКИ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ СВОБОДНОГО ГАЗА И КОНДЕНСАТА, КОЭФФИЦИЕНТОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ГАЗА И КОНДЕНСАТА

ЭО	Вариант разработки	Геологические запасы			Коэффициент извлечения газа, доли ед.	Коэффициент извлечения конденсата, доли ед.	Извлекаемые запасы		
		газа, млн. $м^3$	конденсата, тыс. т	ценных компонентов (указать каких)			газа, млн. $м^3$	конденсата, тыс. т	ценных компонентов (указать каких)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Таблица 63. СОПОСТАВЛЕНИЕ РЕКОМЕНДУЕМЫХ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ И КИН С ЧИСЛЯЩИМИСЯ НА ГОСУДАРСТВЕННОМ БАЛАНСЕ ЗАПАСОВ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

Подсчетный объект	Числящиеся на госбалансе				Рекомендуемые				Изменение		Комментарии
	Извлекаемые запасы, тыс. т	Коэффициент вытеснения, доли ед.	Коэффициент охвата, доли ед.	КИН, доли ед.	Извлекаемые запасы, тыс. т	Коэффициент вытеснения, доли ед.	Коэффициент охвата, доли ед.	КИН, доли ед.	извлекаемых запасов, ± тыс. т/ ± %	КИН, ± %	(причины изменения)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Примечание. Приводятся итоги по пластам, эксплуатационным объектам и месторождению в целом

Таблица 64. СОПОСТАВЛЕНИЕ РЕКОМЕНДУЕМЫХ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ ГАЗА ГАЗОВОЙ ШАПКИ И КОНДЕНСАТА С ЧИСЛЯЩИМИСЯ НА ГОСУДАРСТВЕННОМ БАЛАНСЕ ЗАПАСОВ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

Подсчетный объект	Числящиеся на госбалансе				Рекомендуемые				Изменение				Комментарии
	Извлекаемые запасы газа, млн. $м^3$	Извлекаемые запасы конденсата, тыс. т	КИГ, доли ед.	КИК, доли ед.	Извлекаемые запасы газа, млн. м3	Извлекаемые запасы конденсата, тыс. т	КИГ, доли ед.	КИК, доли ед.	извлекаемых запасов газа, ± млн. $м^3$ ± %	извлекаемых запасов конденсата, ± тыс. Т ± %	КИГ, ± %	КИК, ± %	(причины изменения)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

Примечание. Приводятся итоги по пластам, эксплуатационным объектам и месторождению в целом.

Таблица 65. СОПОСТАВЛЕНИЕ РЕКОМЕНДУЕМЫХ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ СВОБОДНОГО ГАЗА И КОНДЕНСАТА С ЧИСЛЯЩИМИСЯ НА ГОСУДАРСТВЕННОМ БАЛАНСЕ ЗАПАСОВ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

Подсчетный объект	Числящиеся на госбалансе				Рекомендуемые				Изменение				Комментарии (причины изменения)
	Извлекаемые запасы газа, Млн. м^3	Извлекаемые запасы конденсата, тыс. т	КИГ, доли ед.	КИК, доли ед.	Извлекаемые запасы газа, млн. м^3	Извлекаемые запасы конденсата, тыс. т	КИГ, доли ед.	КИК, доли ед.	извлекаемых запасов газа, ± млн. м^3 ± %	извлекаемых запасов конденсата, ± тыс. Т ± %	КИГ, доли ед.	КИК, доли ед.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

Примечание. Приводятся итоги по пластам, эксплуатационным объектам и месторождению в целом.

Таблица 66. СОПОСТАВЛЕНИЕ ЗАПАСОВ НЕФТИ
(ПО СОСТОЯНИЮ НА 01.01.20_ Г.) _____ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Продуктивные отложения (пласты), объекты, месторождение в целом		**На Государственном балансе**												**Представляемые**																		
		Начальные геологические запасы, тыс.т				Начальные извлекаемые запасы, тыс.т				КИН, доли ед.				Начальные геологические запасы, тыс.т				Начальные извлекаемые запасы, тыс.т				КИН, доли ед.				Накопленная добыча, тыс.т			Остаточные извлекаемые запасы, тыс.т			
		А	B_1 (C_1)	AB_1 (C_1)	B_2 (C_2)	А	B_1 (C_1)	AB_1 (C_1)	B_2 (C_2)	А	B_1 (C_1)	AB_1 (C_1)	B_2 (C_2)	А	B_1 (C_1)	AB_1 (C_1)	B_2 (C_2)	А	B_1 (C_1)	AB_1 (C_1)	B_2 (C_2)	А	B_1 (C_1)	AB_1 (C_1)	B_2 (C_2)	А	B_1 (C_1)	AB_1 (C_1)	А	B_1 (C_1)	AB_1 (C_1)	B_2 (C_2)
1		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33
ЛУ №1 (Наименование участка, номер лицензии)																																
Пласт 1	Залежь 1																															
	…																															
	Залежь М1																															
Итого по пласту																																
Пласт n	Залежь 1																															
	…																															
	Залежь Mn																															
Итого по пласту																																
ЭО1	Пласт1																															
	…																															
	Пласт n																															
Итого по ЭО1																																
ЭОn	Пласт1																															
	…																															
	Пласт n																															
Итого по ЭО n																																
Всего по ЛУ №1																																
ЛУ № … n (Наименование участка, номер лицензии)																																
Пласт n																																
Всего по ЛУ № n																																
Нераспределенный фонд																																
Пласт n																																
Итого по нераспределенному фонду																																
Месторождение в целом																																
Всего по месторождению, в т.ч.																																
ЛУ № 1																																
ЛУ № … n																																
Всего по недропользователю 1																																
Всего по недропользователю …n																																
Распределенный фонд																																
Нераспределенный фонд																																

Примечание. Для месторождений, введенных в промышленную разработку, приводятся сведения для запасов категорий А, B_1 и B_2, для не введенных – для C_1 и C_2

Таблица 67. СОПОСТАВЛЕНИЕ ЗАПАСОВ РАСТВОРЕННОГО ГАЗА
(ПО СОСТОЯНИЮ НА НА 01.01.20_ Г.) _____МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Продуктивные отложения (пласты), объекты, месторождение в целом		На Государственном балансе								Представляемые													
		Начальные геологические запасы, млн. м3				Начальные извлекаемые запасы, млн. м3				Начальные геологические запасы, млн. м3				Начальные извлекаемые запасы, млн. м3				Накопленная добыча, млн. м3			Остаточные извлекаемые запасы, млн. м3			
		A	B_1 (C_1)	AB_1 (C_1)	B_2 (C_2)	A	B_1 (C_1)	AB_1 (C_1)	B_2 (C_2)	A	B_1 (C_1)	AB_1 (C_1)	B_2 (C_2)	A	B_1 (C_1)	AB_1 (C_1)	B_2 (C_2)	A	B_1 (C_1)	AB_1 (C_1)	A	B_1 (C_1)	AB_1 (C_1)	B_2 (C_2)
1		2	3	4	5	6	7	8	9	15	16	17	18	19	20	21	22	27	28	29	30	31	32	33
ЛУ №1 (Наименование участка, номер лицензии)																								
Пласт 1	Залежь 1																							
	…																							
	Залежь М1																							
Итого по пласту																								
Пласт n	Залежь 1																							
	…																							
	Залежь Mn																							
Итого по пласту																								
ЭО1	Пласт1																							
	…																							
	Пласт n																							
Итого по ЭО1																								
ЭОn	Пласт1																							
	…																							
	Пласт n																							
Итого по ЭО n																								
Всего по ЛУ №1																								
ЛУ № … n (Наименование участка, номер лицензии)																								
Пласт n																								
Всего по ЛУ № n																								
Нераспределенный фонд																								
Пласт n																								
Итого по нераспределенному фонду																								
Месторождение в целом																								
Всего по месторождению, в т.ч.																								
ЛУ № 1																								
ЛУ № … n																								
Всего по недропользователю 1																								
Всего по недропользователю …n																								
Распределенный фонд																								
Нераспределенный фонд																								

Примечание. Для месторождений, введенных в промышленную разработку, приводятся сведения для запасов категорий А, B_1 и B_2, для не введенных – для C_1 и C_2.

Таблица 68. СОПОСТАВЛЕНИЕ ЗАПАСОВ ГАЗА ГАЗОВОЙ ШАПКИ
(ПО СОСТОЯНИЮ НА 01.01.20_ Г.) _____ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Продуктивные отложения (пласты), объекты, месторождение в целом		**На Государственном балансе**												**Представляемые**																			
		Начальные геологические запасы, млн. м3				Начальные извлекаемые запасы, млн. м3				КИГ, доли ед.				Начальные геологические запасы, млн. м3				Начальные извлекаемые запасы млн. м3				КИГ, доли ед.				Накопленная добыча, млн. м3				Остаточные извлекаемые запасы, млн. м3			
		A	B_1 (C_1)	AB_1 (C_1)	B_2 (C_2)	A	B_1 (C_1)	AB_1 (C_1)	B_2 (C_2)	A	B_1 (C_1)	AB_1 (C_1)	B_2 (C_2)	A	B_1 (C_1)	AB_1 (C_1)	B_2 (C_2)	A	B_1 (C_1)	AB_1 (C_1)	B_2 (C_2)	A	B_1 (C_1)	AB_1 (C_1)	B_2 (C_2)	A	B_1 (C_1)	AB_1 (C_1)	A	B_1 (C_1)	AB_1 (C_1)	B_2 (C_2)
1		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33
ЛУ №1 (Наименование участка, номер лицензии)																																
Пласт 1	Залежь 1																															
	…																															
	Залежь М1																															
Итого по пласту																																
Пласт n	Залежь 1																															
	…																															
	Залежь Mn																															
Итого по пласту																																
ЭО1	Пласт1																															
	…																															
	Пласт n																															
Итого по ЭО1																																
ЭОn	Пласт1																															
	…																															
	Пласт n																															
Итого по ЭО n																																
Всего по ЛУ №1																																
ЛУ № … n (Наименование участка, номер лицензии)																																
Пласт n																																
Всего по ЛУ № n																																
Нераспределенный фонд																																
Пласт n																																
Итого по нераспределенному фонду																																
Месторождение в целом																																
Всего по месторождению, в т.ч.																																
ЛУ № 1																																
ЛУ № … n																																
Всего по недропользователю 1																																
Всего по недропользователю …n																																
Распределенный фонд																																
Нераспределенный фонд																																

Примечание. Для месторождений, введенных в промышленную разработку, приводятся сведения для запасов категорий А, B_1 и B_2, для не введенных – для C_1 и C_2.

Таблица 69. СОПОСТАВЛЕНИЕ ЗАПАСОВ СВОБОДНОГО ГАЗА
(ПО СОСТОЯНИЮ НА 01.01.20_ Г.) _____МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Продуктивные отложения (пласты), объекты, месторождение в целом		**На Государственном балансе**												**Представляемые**																		
		Начальные геологические запасы, млн. м3				Начальные извлекаемые запасы, млн. м3				КИГ, доли ед.				Начальные геологические запасы, млн. м3				Начальные извлекаемые запасы млн. м3				КИГ, доли ед.				Накопленная добыча, млн. м3			Остаточные извлекаемые запасы, млн. м3			
		А	B_1 (C_1)	AB_1 (C_1)	B_2 (C_2)	А	B_1 (C_1)	AB_1 (C_1)	B_2 (C_2)	А	B_1 (C_1)	AB_1 (C_1)	B_2 (C_2)	А	B_1 (C_1)	AB_1 (C_1)	B_2 (C_2)	А	B_1 (C_1)	AB_1 (C_1)	B_2 (C_2)	А	B_1 (C_1)	AB_1 (C_1)	B_2 (C_2)	А	B_1 (C_1)	AB_1 (C_1)	А	B_1 (C_1)	AB_1 (C_1)	B_2 (C_2)
1		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33
ЛУ №1 (Наименование участка, номер лицензии)																																
Пласт 1	Залежь 1																															
	…																															
	Залежь М1																															
Итого по пласту																																
Пласт n	Залежь 1																															
	…																															
	Залежь Мn																															
Итого по пласту																																
ЭО1	Пласт1																															
	…																															
	Пласт n																															
Итого по ЭО1																																
ЭОn	Пласт1																															
	…																															
	Пласт n																															
Итого по ЭО n																																
Всего по ЛУ №1																																
ЛУ № … n (Наименование участка, номер лицензии)																																
Пласт n																																
Всего по ЛУ № n																																
Нераспределенный фонд																																
Пласт n																																
Итого по нераспределенному фонду																																
Месторождение в целом																																
Всего по месторождению, в т.ч.																																
ЛУ № 1																																
ЛУ № … n																																
Всего по недропользователю 1																																
Всего по недропользователю …n																																
Распределенный фонд																																
Нераспределенный фонд																																

Примечание. Для месторождений, введенных в промышленную разработку, приводятся сведения для запасов категорий А, B_1 и B_2, для не введенных – для C_1 и C_2.

Таблица 70. СОПОСТАВЛЕНИЕ ЗАПАСОВ КОНДЕНСАТА
(ПО СОСТОЯНИЮ НА 01.01.20_ Г.) _____ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Продуктивные отложения (пласты), объекты, месторождение в целом		**На Государственном балансе**												**Представляемые**																			
		Начальные геологические запасы, тыс.т				Начальные извлекаемые запасы, тыс.т				КИК, доли ед.				Начальные геологические запасы, тыс.т				Начальные извлекаемые запасы, тыс.т				КИК, доли ед.				Накопленная добыча, тыс.т			Остаточные извлекаемые запасы, тыс.т			
		A	B_1 (C_1)	AB_1 (C_1)	B_2 (C_2)	A	B_1 (C_1)	AB_1 (C_1)	B_2 (C_2)	A	B_1 (C_1)	AB_1 (C_1)	B_2 (C_2)	A	B_1 (C_1)	AB_1 (C_1)	B_2 (C_2)	A	B_1 (C_1)	AB_1 (C_1)	B_2 (C_2)	A	B_1 (C_1)	AB_1 (C_1)	B_2 (C_2)	A	B_1 (C_1)	AB_1 (C_1)	A	B_1 (C_1)	AB_1 (C_1)	B_2 (C_2)
1		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33
ЛУ №1 (Наименование участка, номер лицензии)																																
Пласт 1	Залежь 1																															
	…																															
	Залежь М1																															
Итого по пласту																																
Пласт n	Залежь 1																															
	…																															
	Залежь Mn																															
Итого по пласту																																
ЭО1	Пласт1																															
	…																															
	Пласт n																															
Итого по ЭО1																																
ЭОn	Пласт1																															
	…																															
	Пласт n																															
Итого по ЭО n																																
Всего по ЛУ №1																																
ЛУ № … n (Наименование участка, номер лицензии)																																
Пласт n																																
Всего по ЛУ № n																																
Нераспределенный фонд																																
Пласт n																																
Итого по нераспределенному фонду																																
Месторождение в целом																																
Всего по месторождению, в т.ч.																																
ЛУ № 1																																
ЛУ № … n																																
Всего по недропользователю 1																																
Всего по недропользователю …n																																
Распределенный фонд																																
Нераспределенный фонд																																

Примечание. Для месторождений, введенных в промышленную разработку, приводятся сведения для запасов категорий А, B_1 и B_2, для не введенных – для C_1 и

Таблица 71. СОПОСТАВЛЕНИЕ РЕНТАБЕЛЬНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ
(ПО СОСТОЯНИЮ НА 01.01.20_ Г.) _____МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Продуктивные отложения (пласты), объекты, месторождение в целом		На Государственном балансе								Представляемые														
		Рентабельно извлекаемые запасы, тыс.т				Рентабельный КИН, доли ед.				Рентабельно извлекаемые запасы, тыс.т				Рентабельный КИН, доли ед.				Накопленная добыча, тыс.т			Остаточные рентабельно извлекаемые запасы, тыс.т			
		А	B_1	AB_1	B_2	А	B_1	AB_1	B_2	А	B_1	AB_1	B_2	А	B_1	AB_1	B_2	А	B_1	AB_1	А	B_1	AB_1	B_2
1		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
ЛУ №1 (Наименование участка, номер лицензии)																								
Пласт 1	Залежь 1																							
	…																							
	Залежь М1																							
Итого по пласту																								
Пласт n	Залежь 1																							
	…																							
	Залежь Mn																							
Итого по пласту																								
ЭО1	Пласт1																							
	…																							
	Пласт n																							
Итого по ЭО1																								
ЭОn	Пласт1																							
	…																							
	Пласт n																							
Итого по ЭО n																								
Всего по ЛУ №1																								
ЛУ № … n (Наименование участка, номер лицензии)																								
Пласт n																								
Всего по ЛУ № n																								
Нераспределенный фонд																								
Пласт n																								
Итого по нераспределенному фонду																								
Месторождение в целом																								
Всего по месторождению, в т.ч.																								
ЛУ № 1																								
ЛУ № … n																								
Всего по недропользователю 1																								
Всего по недропользователю …n																								
Распределенный фонд																								
Нераспределенный фонд																								

Таблица 72. СОПОСТАВЛЕНИЕ РЕНТАБЕЛЬНЫХ ЗАПАСОВ ГАЗА ГАЗОВОЙ ШАПКИ
(ПО СОСТОЯНИЮ НА 01.01.20_ Г.) _____ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Продуктивные отложения (пласты), объекты, месторождение в целом		**На Государственном балансе**								**Представляемые**														
		Рентабельно извлекаемые запасы, млн. м3				Рентабельный КИГ, доли ед.				Рентабельно извлекаемые запасы, млн. м3				Рентабельный КИГ, доли ед.				Накопленная добыча, млн. м3			Остаточные рентабельно извлекаемые запасы, млн. м3			
		A	B_1	AB_1	B_2	A	B_1	AB_1	B_2	A	B_1	AB_1	B_2	A	B_1	AB_1	B_2	A	B_1	AB_1	A	B_1	AB_1	B_2
1		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
ЛУ участок №1 (Наименование участка, номер лицензии)																								
Пласт 1	Залежь 1																							
	…																							
	Залежь М1																							
Итого по пласту																								
Пласт n	Залежь 1																							
	…																							
	Залежь Mn																							
Итого по пласту																								
ЭО1	Пласт1																							
	…																							
	Пласт n																							
Итого по ЭО1																								
ЭОn	Пласт1																							
	…																							
	Пласт n																							
Итого по ЭО n																								
Всего по ЛУ №1																								
ЛУ № … n (Наименование участка, номер лицензии)																								
Пласт n																								
Всего по ЛУ № n																								
Нераспределенный фонд																								
Пласт n																								
Итого по нераспределенному фонду																								
Месторождение в целом																								
Всего по месторождению, в т.ч.																								
ЛУ № 1																								
ЛУ № … n																								
Всего по недропользователю 1																								
Всего по недропользователю …n																								
Распределенный фонд																								
Нераспределенный фонд																								

Таблица 73. СОПОСТАВЛЕНИЕ РЕНТАБЕЛЬНЫХ ЗАПАСОВ СВОБОДНОГО ГАЗА
(ПО СОСТОЯНИЮ НА 01.01.20_ Г.) _____ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Продуктивные отложения (пласты), объекты, месторождение в целом		**На Государственном балансе**								**Представляемые**														
		Рентабельно извлекаемые запасы, млн. м3				*Рентабельный КИГ*, доли ед.				Рентабельно извлекаемые запасы, млн. м3				*Рентабельный КИГ*, доли ед.				*Накопленная* добыча, млн. м3			Остаточные рентабельно извлекаемые запасы, млн. м3			
		A	B_1	AB_1	B_2	A	B_1	AB_1	B_2	A	B_1	AB_1	B_2	A	B_1	AB_1	B_2	A	B_1	AB_1	A	B_1	AB_1	B_2
1		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
ЛУ №1 (Наименование участка, номер лицензии)																								
Пласт 1	Залежь 1																							
	…																							
	Залежь М1																							
Итого по пласту																								
Пласт n	Залежь 1																							
	…																							
	Залежь Mn																							
Итого по пласту																								
ЭО1	Пласт1																							
	…																							
	Пласт n																							
Итого по ЭО1																								
ЭОn	Пласт1																							
	…																							
	Пласт n																							
Итого по ЭО n																								
Всего по ЛУ №1																								
ЛУ № … n (Наименование участка, номер лицензии)																								
Пласт n																								
Всего по ЛУ № n																								
Нераспределенный фонд																								
Пласт n																								
Итого по нераспределенному фонду																								
Месторождение в целом																								
Всего по месторождению, в т.ч.																								
ЛУ № 1																								
ЛУ № … n																								
Всего по недропользователю 1																								
Всего по недропользователю …n																								
Распределенный фонд																								
Нераспределенный фонд																								

Таблица 74. СОПОСТАВЛЕНИЕ РЕНТАБЕЛЬНЫХ ЗАПАСОВ КОНДЕНСАТА
(ПО СОСТОЯНИЮ НА 01.01.20_ Г.) _____ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Продуктивные отложения (пласты), объекты, месторождение в целом		На Государственном балансе								Представляемые														
		Рентабельно извлекаемые запасы, тыс.т				Рентабельный КИК, доли ед.				Рентабельно извлекаемые запасы, тыс.т				Рентабельный КИК, доли ед.				Накопленная добыча, тыс.т			Остаточные рентабельно извлекаемые запасы, тыс.т			
		A	B_1	AB_1	B_2	A	B_1	AB_1	B_2	A	B_1	AB_1	B_2	A	B_1	AB_1	B_2	A	B_1	AB_1	A	B_1	AB_1	B_2
1		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
ЛУ №1 (Наименование участка, номер лицензии)																								
Пласт 1	Залежь 1																							
	…																							
	Залежь М1																							
Итого по пласту																								
Пласт n	Залежь 1																							
	…																							
	Залежь Mn																							
Итого по пласту																								
ЭО1	Пласт1																							
	…																							
	Пласт n																							
Итого по ЭО1																								
ЭОn	Пласт1																							
	…																							
	Пласт n																							
Итого по ЭО n																								
Всего по ЛУ №1																								
ЛУ № … n (Наименование участка, номер лицензии)																								
Пласт n																								
Всего по ЛУ № n																								
Нераспределенный фонд																								
Пласт n																								
Итого по нераспределенному фонду																								
Месторождение в целом																								
Всего по месторождению, в т.ч.																								
ЛУ № 1																								
ЛУ № … n																								
Всего по недропользователю 1																								
Всего по недропользователю …n																								
Распределенный фонд																								
Нераспределенный фонд																								

Таблица 75. ПРОГРАММА МЕРОПРИЯТИЙ ПО КОНТРОЛЮ ЗА РАЗРАБОТКОЙ

_____ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Цели и задачи	Виды контроля, комплекс исследований	Периодичность и объем исследований	Примечание (этапность, комплексирование)
1	2	3	4

Таблица 76. ПРОГРАММА НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ РАБОТ И ДОРАЗВЕДКИ (НЕФТЬ)

_____МЕСТОРОЖДЕНИЕ

№ п/п	Цель проводимых работ/Виды работ	Единицы измерения	Периодичность	Планируемые объемы работ по годам					Планируемый объем (5 лет)	Исполнители	Примечание
				20__г.	20__г.	20__г.	20__г.	20__г.			
				Проект	Проект	Проект	Проект	Проект			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Уточнение геологического строения (при проведении разведочных работ и доразведки месторождения)										
1.2	Сейсморазведочные работы										
1.1.1	2Д	пог. км									
1.1.2	3Д	км^2									
1.1.3	Переинтерпретация сейсморазведочных работ 2Д	пог. км									
1.1.4	Переинтерпретация сейсморазведочных работ 3Д	км^2									
1.2	Бурение скважин всего, в том числе	скв.									
1.2.1	разведочных	скв.									
1.2.2	оценочных	скв.									
1.2.3	эксплуатационных	скв.									
1.3	Углубление скважин	скв.									
1.4	Переиспытание разведочных скважин	скв.									
1.5	Проведение расширенного комплекса ГИС при бурении скважин	скв.									
1.6	Проведение стандартного комплекса ГИС при бурении скважин	скв.									
1.7	Перевод запасов УВС в другие категории										
2	Изучение фильтрационно-емкостных и литолого-петрофизических свойств продуктивных пластов по керну										
2.1	Отбор керна из продуктивных пластов в разведочных скважинах	пог. км									

Таблица 76 (продолжение)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2.2	Отбор керна из продуктивных пластов в эксплуатационных скважинах	пог. км									
2.3	Исследования керна										
2.3.1	Определение общей и открытой (эффективной) пористости	определений									
2.3.2	Определение абсолютной и эффективной проницаемости	определений									
2.3.3	Определение остаточной водонасыщенности	определений									
2.3.4	Определение объемной и минералогической плотности образцов керна	определений									
2.3.5	Определение удельного электрического сопротивления	определений									
2.3.6	Определение остаточной нефтенасыщенности на различных режимах вытеснения нефти рабочим агентом	опытов									
2.3.7	Определение коэффициента вытеснения разными рабочими агентами	опытов									
2.3.8	Определение фазовых проницаемостей коллекторов по нефти, газу и воде	опытов									
2.3.9	Капилляриметрические исследования для построения петрофизических зависимостей	определений									
2.3.10	Определение прочностных характеристик пород, модуль Юнга, коэффициент Пуасона	определений									
3	Определение физико-химических свойств и состава пластовых флюидов										
3.1.	Лабораторные определения по глубинным пробам – состава газонасыщенной пластовой нефти в условиях пласта, при однократном и дифференциальном разгазировании	проб									
3.2.	Лабораторные определения по поверхностным пробам состава разгазированной нефти	проб									

Таблица 76 (продолжение)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
3.3.	Лабораторные определения физико-химических свойств растворенного газа	проб									
3.4.	Определение минерализации пластовой воды в добывающих скважинах	проб									
3.5.	Определение физико-химических свойств закачиваемой воды (КВЧ)	проб									
4	Определение гидродинамических параметров пласта (продуктивность, проницаемость, гидропроводность, пьезопроводность) охват										
4.1.	Метод восстановления давления (КВД)	%									
4.2.	Метод восстановления уровня (КВУ)	%									
4.3.	Метод установившихся отборов (закачек)	%									
4.4	Определение коэффициентов приемистости и гидропроводности в нагнетательных скважинах (ИК)	%									
5	Контроль энергетического состояния залежей (прямые замеры и методом пересчета) охват										
5.1.	Глубинные замеры пластовых давлений в нефт.скв.	%									
5.2.	Глубинные замеры пластовых давлений в нагнетательных скважинах	%									
5.3.	Глубинные замеры пластовых давлений в пьезометрических скважинах	%									
5.4.	Определение пластового давления (статический уровень) в добывающих скважинах	%									
5.5.	Определение пластового давления (статический уровень) в нагнетательных скважинах	%									
5.6.	Определение пластового давления (статический уровень) в пьезометрических скважинах	%									
5.7.	Определение динамических уровней	%									
5.8	Определение температуры пласта										
6	Определение технологических параметров работы скважин (охват)										

Таблица 76 (продолжение)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
6.1.	Определение дебита жидкости по скважинам	%									
6.2.	Определение обводненности продукции по скважинам	%									
6.3.	Промысловые определения газового фактора	%									
6.4.	Определение приемистости по нагнетательным скважинам	%									
7	Определение работы продуктивного пласта (охват)										
7.1.	Определение профиля притока и источника обводнения	%									
7.2.	Определение профиля приемистости	%									
7.3.	Определение технического состояния скважин	%									
7.4	Контроль работающих интервалов перфорации	исследований									
8	Количественная оценка текущей нефтенасыщенности пласта, определение положения ВНК										
8.1.	Определение нефтенасыщенной толщины, коэффициента нефтенасыщенности в наблюдательных и действующих скважинах	исследований									Указать метод
9	Контроль за изменением газонасыщенности и определения положения ГНК										
9.1.	Определение текущей газонасыщенной толщины	исследований									Указать метод
10	Определение гидродинамической связи по пласту										
10.1	Определение направления и скорости фильтрационных потоков (трассерные и индикаторные исследования)	исследований									Указать метод
10.2.	Гидропрослушивание пласта	исследований									
11	Специальные исследования										
11.1.	Определение выноса механических примесей	исследований									

Таблица 77. ПРОГРАММА НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ РАБОТ И ДОРАЗВЕДКИ (ГАЗ, КОНДЕНСАТ)

_____МЕСТОРОЖДЕНИЕ

№ п/п	Цель проводимых работ/Виды работ	Единицы измерения	Периодичность	Планируемые объемы работ по годам					Планируемый объем (5 лет)	Исполнители	Примечание
				20__г.	20__г.	20__г.	20__г.	20__г.			
				Проект	Проект	Проект	Проект	Проект			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Уточнение геологического строения (при проведении разведочных работ и доразведки месторождения)										
1.2	Сейсморазведочные работы										
1.1.1	2Д	пог. км									
1.1.2	3Д	км^2									
1.1.3	Переинтерпретация сейсморазведочных работ 2Д	пог. км									
1.1.4	Переинтерпретация сейсморазведочных работ 3Д	км^2									
1.2	Бурение скважин всего, в том числе	скв.									
1.2.1	разведочных	скв.									
1.2.2	оценочных	скв.									
1.2.3	эксплуатационных	скв.									
1.3	Углубление скважин	скв.									
1.4	Переиспытание разведочных скважин	скв.									
1.5	Проведение расширенного комплекса ГИС при бурении скважин	скв.									
1.6	Проведение стандартного комплекса ГИС при бурении скважин	скв.									

Таблица 77 (продолжение)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1.7	Перевод запасов УВС в другие категории										
2	Изучение фильтрационно-емкостных и литолого-петрофизических свойств продуктивных пластов по керну										
2.1	Отбор керна из продуктивных пластов в разведочных скважинах	пог. км									
2.2	Отбор керна из продуктивных пластов в эксплуатационных скважинах	пог. км									
2.3	Исследования керна										
2.3.1	Определение общей и открытой (эффективной) пористости	определений									
2.3.2	Определение абсолютной и эффективной проницаемости	определений									
2.3.3	Определение остаточнойводонасыщенности	определений									
2.3.4	Определение объемной и минералогической плотности образцов керна	определений									
2.3.5	Определение удельного электрического сопротивления	определений									
2.3.6	Определение остаточной нефтенасыщенности на различных режимах вытеснения нефти рабочим агентом	опытов									
2.3.7	Определение коэффициента вытеснения разными рабочими агентами	опытов									
2.3.8	Определение фазовых проницаемостей коллекторов по нефти, газу и воде	опытов									
2.3.9	Капилляриметрические исследования для построения петрофизических зависимостей	определений									
2.3.10	Определение прочностных характеристик пород, модуль Юнга, коэффициент Пуасона	определений									
3	Определение физико-химических свойств и состава пластовых флюидов										

Таблица 77 (продолжение)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
3.1.	Комплекс PVT – изучение фазовых характеристик, изучение компонентного состава газоконденсатных систем, физико-химических свойств газа и конденсата	исследований									
3.2.	Лабораторные определения по поверхностным пробам состава газа, конденсата	определений									
3.3.	Отбор проб воды на устье газовых скважин с целью определения физико-химической характеристики и микроэлементного состава (гидрохимический контроль)	исследований									
4	Определение гидродинамических параметров пласта (проводимость, пьезопроводность, пористость, коэффициенты фильтрационных сопротивлений, депрессии на пласт)										
4.1.	Гидродинамические исследования скважин на нестационарных режимах фильтрации	исследований									
4.2.	Гидродинамические исследования скважин при стационарных режимах фильтрации (метод установившихся отборов)	исследований									
5	Контроль энергетического состояния залежей (прямые замеры и методом пересчета) охват										
5.1.	Глубинные замеры пластовых давлений в газовых скважинах	%									
5.2.	Замер статических давлений на устье газовых скважин и расчет пластовых давлений	%									
5.3.	Определение пластового давления путем замера статического уровня в пьезометрических скважинах	%									
5.4.	Замеры рабочих параметров на устье добывающих скважин (буферного (Рбуф), затрубного (Рзат), шлейфа (Ршл), температуры (Ту))	%									
5.5.	Определение устьевого (буферного, затрубного) давления в нагнетательных скважинах	%									

Таблица 77 (продолжение)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
6	Контроль газоконденсатной характеристики										
6.1.	Газоконденсатные исследования с отбором и анализом проб газа и конденсата	исследований									
6.2.	Комплекс лабораторных PVT-исследований проб газа и конденсата, отобранных из добывающих скважин	исследований									
6.3.	Отбор проб и лабораторные определения состава газа сепарации	исследований									
6.4.	Отбор проб и лабораторные определения состава нестабильного конденсата	исследований									
7	Промыслово-геофизические исследования по контролю за разработкой (ГИРС) (охват)										
7.1.	Определение текущего положения ГВК	%									
7.2.	Определение текущей газонасыщенности пластов	%									
7.3.	Определение профиля притока и состав притока	%									
7.4.	Контроль технического состояния скважин	шт.									
7.4.1.	Определение профиля притока и источника обводнения	%									
7.4.2.	Определение профиля приемистости	%									
7.4.3.	Определение технического состояния скважин	шт.									
7.4.4.	Контроль глубины забоя скважин	определений									
8	Специальные исследования										
8.1	Определение выноса механических примесей и жидкости на различных режимах работы скважины	исследований									

Таблица 78. ДАННЫЕ ПО ОБЪЕКТАМ ПРОМЫСЛОВОГО ОБУСТРОЙСТВА И ВНЕШНЕЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ*

МЕСТОРОЖДЕНИЕ: _____

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Кол-во единиц	Капитальные затраты, млн. руб
1	2	3	4	5
1	**Объекты промыслового обустройства**			
1.1	**Объекты сбора, подготовки и транспортировки нефти и газа**			
1.1.1	Площадки кустов добывающих скважин			
	...*			
1.1.2	Объекты подготовки нефти и газа			
	...*			
1.1.3	Объекты транспортировки нефти и газа			
	...*			
1.2	**Объекты системы ППД**			
	...*			
1.3	**Объекты электроснабжения**			
	...*			
1.4	**Автомобильные дороги и мосты**			
	...*			
1.5	**Прочие объекты**			
	...*			
2	**Объекты внешней инфраструктуры**			

* Указываются значимые объекты капитального строительства с описанием основных технологических характеристик (мощность, размер)

Приложение № 4
к Правилам подготовки
технических проектов
разработки месторождений
углеводородного сырья

ПЕРЕЧЕНЬ ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ К ПРОЕКТНЫМ ДОКУМЕНТАМ НА РАЗРАБОТКУ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УВС

1. Геологический профиль вдоль простирания месторождения
2. Геологический профиль в крест простирания месторождения
3. Структурная карта по кровле коллектора продуктивного пласта
4. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин продуктивного пласта
5. Карта эффективных газонасыщенных толщин продуктивного пласта
6. Карта эффективных нефтегазонасыщенных толщин продуктивного пласта
7. Карта текущего состояния разработки ЭО
8. Карта накопленных отборов нефти, жидкости и объемов воды, закачиваемой в пласт
9. Карта изобар по ЭО
10. Схемы расположения границ ГДМ и контуров нефтеносности
11. Поля распределения параметров по объекту в целом и по интервалам разреза по ГДМ
12. Карты подвижных запасов УВС на начало разработки, на дату подготовки ПТД и на конец разработки с единой шкалой для каждого объекта разработки/залежи по ГДМ
13. Карта подъема (продвижения) ГВК для газовых и газоконденсатных залежей (при наличии подошвенной или краевой воды)
14. Карта суммарных нефтенасыщенных толщин с размещением фактически пробуренного и проектного фонда скважин ЭО ____ Вариант _____
15. Карта суммарных газонасыщенных толщин с размещением фактически пробуренного и проектного фонда скважин ЭО ____ Вариант _____
16. Карта совмещенных контуров с размещением фактического и проектного фонда скважин (вариант рекомендуемый)
17. Карта социально-экологических ограничений (водоохранные зоны, леса защитных категорий, места традиционного проживания и хозяйственной деятельности коренных малочисленных народов севера, особо охраняемые природные территории).

Приложение № 5
к Правилам подготовки
технических проектов
разработки месторождений
УВС

ОПРЕДЕЛЕНИЕ РЕКОМЕНДУЕМОГО ВАРИАНТА РАЗРАБОТКИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ОБЪЕКТА

Общим принципом определения рекомендуемого варианта разработки ЭО является расчет интегрального показателя $Т_{опт}(i)$ для каждого варианта разработки ЭО:

$Т_{опт}(i) = Н_{NPV}(i) + Нддг(i);$ (5.1)

$Н_{NPV}(i) = NPV(i) / макс (NPV_1 ... NPV_n);$ (5.2)

$Нддг(i) = ДДГ(i) / макс (ДДГ_1 ... ДДГ_n);$ (5.3)

где:

$Т_{опт}(i)$ – интегральный показатель оптимальности i-го варианта разработки ЭО;

$Н_{NPV}(i)$ – нормированный ЧДД пользователя недр i-го варианта разработки ЭО для категорий запасов А + В1 + В2;

Нддг(i) – нормированный накопленный дисконтированный доход государства для i-го варианта разработки ЭО для категорий запасов А + В1 + В2;

NPV(i) – ЧДД пользователя недр для i-го варианта разработки ЭО для категорий запасов А + В1 + В2;

NPV_1 ... NPV_n – ЧДД пользователя недр для вариантов разработки ЭО для категорий запасов А + В1 + В2;

ДДГ(i) – накопленный дисконтированный доход государства для i-го варианта разработки ЭО для категорий запасов А + В1 + В2;

$ДДГ_1$ ... $ДДГ_n$ – накопленные дисконтированные доходы государства для вариантов разработки ЭО для категорий запасов А + В1 + В2;

i – номер варианта разработки ЭО;

n – количество вариантов разработки ЭО.

Показатели ЧДД пользователя недр и накопленный дисконтированный доход государства (далее – ДДГ) рассчитываются за рентабельный срок разработки.

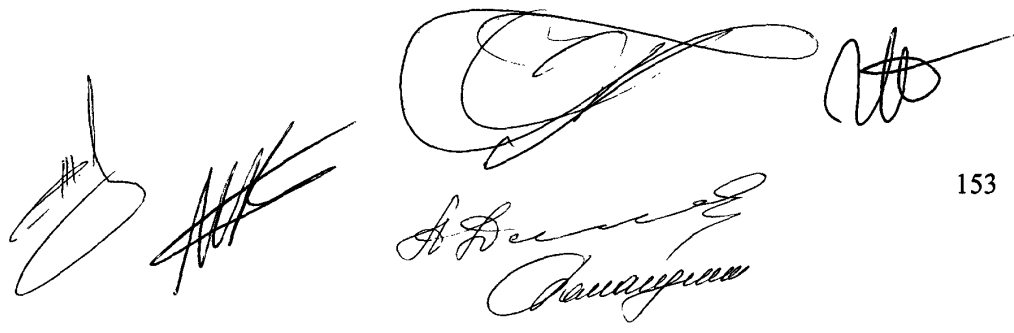
Вариант разработки ЭО, нерентабельность которого (отрицательное значение ЧДД пользователя недр) обоснована в ПТД, исключается из выбора рекомендуемого варианта разработки при расчете $Т_{опт}(i)$.

Таким образом, для расчета Нддг(i) и $Н_{NPV}(i)$ соответствующие показатели ДДГ(i) и NPV(i) для i-го варианта разработки ЭО нормируются (делятся) на соответствующие максимальные значения среди вариантов разработки ЭО, рассчитанные в ПТД.

$Т_{опт}(i)$ округляется до третьего знака после запятой. Рекомендуемый вариант разработки определяется, как вариант разработки с максимальным значением показателя $Т_{опт}(i)$.

В случае равенства $Т_{опт}(i)$ для двух и более вариантов разработки ЭО для рекомендуемого варианта разработки ЭО используются максимальные ЧДД за рентабельный срок разработки (пункт 5.5.13 настоящих Правил).

Сопоставительный анализ технико-экономических показателей эффективности вариантов разработки ЭО и выбор рекомендуемого варианта разработки ЭО проводится без учета технико-экономических показателей разработки участков ОПР в границах ЭО.

При отсутствии рентабельных вариантов разработки месторождения в целом (отрицательные ЧДД пользователя недр для всех вариантов разработки для всех ЭО) в случае решения недропользователя о целесообразности/необходимости разработки

некоторых ЭО на основании имеющихся у пользователя недр обязательств, рекомендуемый вариант разработки месторождения в целом определяется как вариант разработки данных ЭО с максимальным ЧДД пользователя недр.