



**ЕСОЭН**

евразийский союз экспертов  
по недропользованию

# КЛАССИФИКАЦИЯ ЗАПАСОВ И РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГОРЮЧИХ ГАЗОВ (2013)

Нормативно – методическая документация

Москва 2016

Евразийский союз  
экспертов по недропользованию  
(ЕСОЭН)

# **Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов**

**Нормативно-методическая документация**

Москва  
2016

**Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов.  
Нормативно-методическая документация. – М.: ЕСОЭН. 2016. 320 с.: ил.**

Выпускающий редактор А.Н. Шабанов  
Корректор Т.Н. Гурьева  
Верстка Л.К. Баранова

Подписано в печать 25.11.2016

Формат 60×90/16. Печ. л. 19. Тираж 1000 экз.  
119180, Москва, Большая Полянка, 42, стр. 1, пом. III, ком. 15  
Тел.: 8 (499) 238-22-02  
e-mail: Reception\_eues@eues.ru  
www.eues.ru

**Уважаемые коллеги!**

За последние 5 лет объемы финансирования геологоразведки составили около полутора трлн руб., из которых на долю государственного финансирования пришлось порядка 11 процентов. Таким образом, уровень инвестиций в полтора раза превысил показатели пятилетки до предыдущего съезда, несмотря на сегодняшнее ухудшение экономической ситуации.

Начиная с 2004 г., устойчиво обеспечивается восполнение запасов большинства основных видов полезных ископаемых. За последние пять лет приросты запасов превысили уровни добычи по углеводородам, вольфраму, молибдену, меди, титану.

В постоянном режиме осуществляется настройка системы управления отраслью. За время, прошедшее с последнего съезда, принято 22 федеральных закона, издано более 75 подзаконных актов. Все они направлены на устранение административных барьеров, экономическое стимулирование геологоразведки, на создание эффективной и комфортной для инвесторов системы госрегулирования.

Созданы условия для упрощенного доступа инвесторов к участкам недр на основе заявительного принципа. Закреплена возможность добычи попутных полезных ископаемых, введен новый детализированный порядок хранения и оборота геологической информации. Принята новая классификация запасов и ресурсов углеводородного сырья.

Основная цель этого документа – обеспечить переход от административного регулирования недропользования к механизму, основанному на геолого-экономической и технико-экономической оценке возможности разработки запасов. Механизм, заложенный в новой классификации в части оценки извлекаемых запасов, становится основой для принятия эффективных управленческих решений в сфере недропользования и стимулирования освоения трудноизвлекаемых запасов углеводородов. Главным его преимуществом является то, что для всех заинтересованных сторон устанавливаются четкие и прозрачные правила.

А для недропользователя новая классификация запасов это еще, как минимум, отказ от разработки избыточных документов, снижение административных барьеров, упрощение схемы утверждения запасов. Самое важное – у недропользователей и государства появляется объективная база для взаимного диалога с государством о принятии необходимых стимулирующих мер для вовлечения в разработку экономически неэффективных запасов.

Уважаемые коллеги, ваша работа – залог процветания и безопасности России, в результате вашего труда открываются новые месторождения, строятся новые города и предприятия, развивается и крепнет страна.

Желаю вам дальнейшей успешной деятельности и плодотворной работы!

Министр природных ресурсов и экологии  
Российской Федерации  
**Сергей Донской**

## Содержание

Евразийский союз экспертов по недропользованию (ЕСОЭН) является некоммерческим объединением специалистов-экспертов в области недропользования (геология, геофизика, бурение, разработка и эксплуатация месторождений полезных ископаемых, экология, экономика, правоведение и другие смежные специальности и специализации), основанном на членстве и созданном в целях формирования единой системы экспертной деятельности, позволяющей наиболее полно использовать существующие компетенции в недропользовании для обеспечения независимой, объективной и качественной экспертизы.

Основными задачами ЕСОЭН являются:

- создание единой вертикально интегрированной системы экспертизы недропользования;
- формирование института квалификаций экспертов в области недропользования на базе ведущих ВУЗов РФ;
- консолидация экспертного сообщества стран СНГ и сближение требований и квалификации экспертов с международными стандартами;
- гармонизация российской и международных классификаций с дальнейшей интеграцией в Рамочную Классификацию ископаемых энергетических и минеральных запасов и ресурсов Организации Объединенных Наций 2009 года;
- создание прозрачной, функциональной, стабильной, саморегулируемой, самообновляемой российской системы национального аудита запасов полезных ископаемых, обеспечивающей потребности РФ, недропользователей, банков, участников финансового рынка.

Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11. 2013 № 477 «Об утверждении классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов» .....5

Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов .....6

Федеральный закон от 05.04.2016 № 102-ФЗ «О внесении изменений в статью 11.1 части первой и часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации».....12

Постановление Правительства Российской Федерации от 11.02.2005 № 69 «О государственной экспертизе запасов полезных ископаемых, геологической, экономической и экологической информации о предоставляемых в пользование участках недр, размере и порядке взимания платы за ее проведение».....14

Положение О государственной экспертизе запасов полезных ископаемых, геологической, экономической и экологической информации о предоставляемых в пользование участках недр, об определении размера и порядка взимания платы за ее проведение .....15

Постановление Правительства Российской Федерации от 03.03.2010 № 118 «Об утверждении Положения о подготовке, согласовании и утверждении технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых и иной проектной документации на выполнение работ, связанных с использованием участками недр, по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами» .....32

Положение о подготовке, согласовании и утверждении технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых и иной проектной документации на выполнение работ, связанных с использованием участками недр, по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами .....33

Постановление Правительства Российской Федерации от 30.12.2015 № 1506 «О внесении изменений в пункт 6 Правил определения размера разовых платежей за пользование недрами на участках недр, которые предоставляются в пользование без проведения конкурсов и аукционов для разведки и добычи полезных ископаемых или для геологического изучения недр, разведки и добычи полезных ископаемых, осуществляемых по совмещенной лицензии, а также на участках недр, предлагаемых к включению в границы участка недр, предоставленного в пользование, в случае изменения его границ» .....42



Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 28.12.2015 № 564 «Об утверждении требований к составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов».....44

Требования к составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов .....45

Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 29.12.2015 № 570 «О внесении изменений в Методику расчета минимального (стартового) размера разового платежа за пользование недрами, утвержденную приказом Минприроды России от 30 сентября 2008 г. № 232»..... 68

Изменения, которые вносятся в Методику расчета минимального (стартового) размера разового платежа за пользование недрами, утвержденную приказом Минприроды России от 30 сентября 2008 г. № 232 .....69

Распоряжение Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.02.2016 № 3-р «Об утверждении методических рекомендаций по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 № 477».....73

Методические рекомендации по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов .....73

Распоряжение Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 18.05.2016 № 12-р «Об утверждении Временных методических рекомендаций по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья» .....103

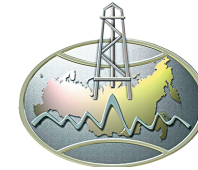
Методические рекомендации по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья .....103

Приказ Министерства природных ресурсов от 14 июня 2016 г. № 356 «Об утверждении Правил разработки месторождений углеводородного сырья».....268

Правила разработки месторождений углеводородного сырья .....269

Bridging Document between the Oil and Fuel Gas Reserves and Resources Classification of the Russian Federation of 2013 and the United Nations Framework Classification for Fossil Energy and Mineral Reserves and Resources 2009 (UNFC-2009) .....296

Связующий Документ между Классификацией Запасов и Ресурсов Нефти и Горючих Газов Российской Федерации 2013 года и Рамочной Классификацией Ископаемых Энергетических и Минеральных Запасов и Ресурсов Организации Объединенных Наций 2009 года (РКООН-2009) .....297



Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации

Приказ  
от 1 ноября 2013 г. № 477

### **Об утверждении классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов**

В соответствии с Законом Российской Федерации от 21 февраля 1992 г. № 2395-1 «О недрах» (Ведомости Съезда народных депутатов Российской Федерации и Верховного Совета Российской Федерации, 1992, № 16, ст. 834; Собрание законодательства Российской Федерации, 1995, № 10, ст. 823; 1999, № 7, ст. 879; 2000, № 2, ст. 141; 2001, № 21, ст. 2061; № 33, ст. 3429; 2002, № 22, ст. 2026; 2003, № 23, ст. 2174; 2004, № 27, ст. 2711; № 35, ст. 3607; 2006, № 17, ст. 1778; № 44, ст. 4538; 2007, № 27, ст. 3213; № 49, ст. 6056; 2008, № 18, ст. 1941; № 29, ст. 3418; № 29, ст. 3420; № 30, ст. 3616; 2009, № 1, ст. 17; № 29, ст. 3601; № 52, ст. 6450; 2010, № 21, ст. 2527; № 31, ст. 4155; 2011, № 15, ст. 2018; № 15, ст. 2025; № 30, ст. 4567; № 30, ст. 4570; № 30, ст. 4572; № 30, ст. 4590; № 48, ст. 6732; № 49, ст. 7042; № 50, ст. 7343; № 50, ст. 7359; 2012, № 25, ст. 3264; № 31, ст. 4322; № 53, ст. 7648; 2013, № 19, ст. 2312; № 30, ст. 4060; № 30, ст. 4061), Положением о Министерстве природных ресурсов и экологии Российской Федерации, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 29 мая 2008 г. № 404 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2008, № 22, ст. 2581; № 42, ст. 4825; № 46, ст. 5337; 2009, № 3, ст. 378; № 6, ст. 738; № 33, ст. 4088; № 34, ст. 4192; № 49, ст. 5976; 2010, № 5, ст. 538; № 10, ст. 1094; № 14, ст. 1656; № 26, ст. 3350; № 31, ст. 4251; № 31, ст. 4268; № 38, ст. 4835; 2011, № 6, ст. 888; № 14, ст. 1935; № 36, ст. 5149; 2012, № 7, ст. 865; № 11, ст. 1294; № 19, ст. 2440; № 28, ст. 3905; № 37, ст. 5001; № 46, ст. 6342; № 51, ст. 7223; 2013, № 16, ст. 1964; № 24, ст. 2999; № 28, ст. 3832; № 30, ст. 4113; № 33, ст. 4386; № 38, ст. 4827), 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), приказываю:

1. Утвердить прилагаемую Классификацию запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов.

2. Ввести в действие Классификацию запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов с 1 января 2016 г.

Министр  
**С.Е. Донской**

## **Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов\***

### **I. Общие положения**

1. Настоящая Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов устанавливает единые для Российской Федерации принципы подсчета и государственного учета запасов и ресурсов нефти, горючих газов (свободного газа, газа газовых шапок, газа, растворенного в нефти) и газового конденсата (далее – конденсат).

2. При определении запасов подлежат обязательному отдельному подсчету и учету запасы нефти, горючих газов (далее – газ), конденсата и содержащихся в них попутных компонентов (далее – компонентов). Запасы попутных компонентов, содержащихся в нефти, конденсате, свободном и растворенном газе, учитываются только в случае подтверждения целесообразности их извлечения технологическими и технико-экономическими расчетами.

3. Подсчет и учет запасов производят по наличию их в недрах по каждой залежи отдельно и месторождению в целом.

4. Ресурсы оцениваются и учитываются отдельно по нефти, газу и конденсату в пределах нефтегазоносных провинций, областей, районов, зон, площадей и отдельных ловушек по результатам геологоразведочных работ.

5. Запасы залежей и месторождений подразделяются на:

– количество нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов, которое находится в недрах в изученных бурением залежах, наличие которых в недрах доказано пробной или промышленной эксплуатацией или испытанием скважин, или обосновывается геолого-геофизическими исследованиями (геологические запасы);

– часть геологических запасов, которая может быть добыта из залежи (месторождения) за весь срок разработки в рамках оптимальных проектных решений с использованием доступных технологий с учетом соблюдения требований по охране недр и окружающей среды (извлекаемые запасы).

6. Ресурсы не вскрытых бурением объектов с предполагаемой нефтегазоносностью подразделяются на:

\* Утверждена приказом Минприроды от 01.11.2013 № 477

– количество нефти, газа и конденсата, содержащееся в невоскрываемых бурением ловушках, нефтегазоносных или перспективных нефтегазоносных пластах, горизонтах или комплексах, и наличие которых в недрах предполагается на основе геологических представлений, теоретических предположений, результатов геологических, геофизических и геохимических исследований (геологические ресурсы);

– часть геологических ресурсов, которую прогнозируется извлечь из недр с использованием доступных технологий с учетом соблюдения требований по охране недр и окружающей среды (извлекаемые ресурсы).

7. Запасы нефти, конденсата, а также содержащихся в нефти, конденсате и горючих газах компонентов подсчитываются и учитываются, а ресурсы нефти и конденсата оцениваются и учитываются в единицах массы.

8. Запасы горючих газов и гелия подсчитываются и учитываются, а ресурсы горючих газов оцениваются и учитываются в единицах объема.

9. Подсчет запасов и оценка ресурсов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов производятся при условиях, приведенных к стандартным (при давлении 0,1 МПа и температуре 20 °С).

10. Месторождения и залежи нефти и газа для планирования геологоразведочных работ и разработки месторождений и ведения учета запасов, содержащихся в них полезных ископаемых, подразделяются по фазовому состоянию, по величине запасов и стадиям освоения.

### **II. Категории запасов нефти и газа**

11. Запасы нефти и газа подразделяются по степени промышленного освоения и по степени геологической изученности на категории: А (разрабатываемые, разбуренные), В1 (разрабатываемые, неразбуренные, разведанные), В2 (разрабатываемые, неразбуренные, оцененные), С1 (разведанные) и С2 (оцененные).

12. Запасы залежи/части залежи, разбуренные эксплуатационными скважинами и разрабатываемые в соответствии с утвержденным проектным документом (технологическим проектом разработки или дополнением к нему, технологической схемой разработки или дополнением к ней), относятся к категории А (разрабатываемые, разбуренные);

К категории А относятся запасы залежей/частей залежей, геологическое строение которых, форма и размеры определены, а флюидальные контакты обоснованы по данным бурения, опробования и материалам геофизических исследований скважин. Литологический состав, тип коллекторов, эффективные нефте- и газонасыщенные толщины, фильтрационно-емкостные свойства и нефте- и газонасыщенность, состав и свойства углеводородов в пластовых и стандартных условиях и технологические характеристики залежи (режим работы, дебиты нефти, газа, конденсата, продуктивность скважин) установлены по данным эксплуатации скважин, гидропроводность и пьезопроводность пласта,

пластовое давление, температура, коэффициенты вытеснения определены по результатам гидродинамических исследований скважин и лабораторных исследований керна.

13. Запасы не разбуренных эксплуатационными скважинами залежей/частей залежей, разработка которых планируется в соответствии с утвержденным проектным документом (технологическим проектом разработки или дополнением к нему, технологической схемой разработки или дополнением к ней), изученные сейсморазведкой или иными высокоточными методами и разбуренные поисковыми, оценочными, разведочными, транзитными или углубленными эксплуатационными скважинами, давшими промышленные притоки нефти или газа (отдельные скважины могут быть не опробованы, но продуктивность их предполагается по данным геофизических и геолого-технологических исследований, а также керна), относятся к категории В1 (разрабатываемые, неразбуренные, разведанные).

14. Запасы залежей/частей залежей, не разбуренных эксплуатационными скважинами, разработка которых проектируется в соответствии с утвержденным проектным документом (технологическим проектом разработки или дополнением к нему, технологической схемой разработки или дополнением к ней), изученные сейсморазведкой или иными высокоточными методами, наличие которых обосновано данными геологических и геофизических исследований и испытанием отдельных скважин в процессе бурения, относятся к категории В2 (разрабатываемые, неразбуренные, оцененные).

15. Запасы залежей/частей залежей, не введенных в промышленную разработку месторождений, на которых может осуществляться пробная эксплуатация или пробная эксплуатация отдельных скважин, относятся к категории С1 (разведанные).

Залежи должны быть изучены сейсморазведкой или иными высокоточными методами и разбурены поисковыми, оценочными, разведочными скважинами, давшими промышленные притоки нефти или газа (отдельные скважины могут быть не опробованы, но продуктивность их предполагается по данным геофизических и геолого-технологических исследований, а также керна).

Для открываемых месторождений на акваториях морей, в том числе на континентальных шельфах морей Российской Федерации в территориальных морских водах, во внутренних морских водах, а также в Каспийском и Азовском морях, к запасам категории С1 относят залежь/часть залежи, вскрытую первой поисковой скважиной, в которой получены качественные результаты гидродинамического каротажа (ГДК), позволяющие оценить характер насыщенности пласта.

Геологическое строение залежи, фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов, состав и свойства флюидов, гидродинамические характеристики, дебиты скважин изучены по результатам геолого-промысловых исследований

скважин в процессе реализации проектов геологоразведочных работ разведки, пробной эксплуатации отдельных скважин или проекта пробной эксплуатации.

16. Запасы залежей/частей залежей, не введенных в промышленную разработку месторождений, разрабатываемых на основании проекта пробной эксплуатации, пробной эксплуатации отдельных скважин, изученные сейсморазведкой или иными высокоточными методами, наличие которых обосновано данными геологических и геофизических исследований и испытанием отдельных скважин в процессе бурения, относятся к категории С2 (оцененные).

### **III. Категории ресурсов нефти и газа по степени геологической изученности**

17. Ресурсы нефти, газа и конденсата по степени геологической изученности подразделяются на категории: D0 (подготовленные), Дл (локализованные), D1 (перспективные), D2 (прогнозируемые).

18. Критериями выделения категорий ресурсов по геологической изученности являются изученность геологического строения и нефтегазоносности территории, геологического элемента или участка недр по площади и разрезу параметрическим и поисковым бурением, геофизическими, геохимическими и другими видами поисково-разведочных работ.

19. Ресурсы нефти, газа и конденсата возможно продуктивных пластов в подготовленных к бурению ловушках в районах с доказанной промышленной нефтегазоносностью или в не вскрытых бурением продуктивных пластах открытых месторождений. Форма, размеры и условия залегания предполагаемых залежей определены по результатам геолого-геофизических исследований, толщина и фильтрационно-емкостные свойства пластов, состав и свойства углеводородов принимаются по аналогии с открытыми месторождениями относятся к категории D0 (подготовленные).

Подготовленные ресурсы категории D0 отражают возможность открытия залежей нефти и газа в подготовленной к поисковому бурению ловушке и используются для проектирования поисковых работ.

20. Ресурсы нефти, газа и конденсата возможно продуктивных пластов в ловушках, выявленных по результатам поисковых геологических и геофизических исследований в пределах районов с доказанной промышленной нефтегазоносностью, относятся к категории Дл (локализованные).

Локализованные ресурсы нефти и газа используются при планировании геологоразведочных работ по подготовке ловушек к поисковому бурению и подготовке ресурсов категории D0.

21. Ресурсы нефти, газа и конденсата литолого-стратиграфических комплексов и горизонтов с промышленной нефтегазоносностью, доказанной в пределах крупных региональных структур. Количественная оценка перспективных ресурсов проводится по результатам региональных геологических, геофизических, геохимических исследований и по аналогии

с изученными месторождениями, открытыми в пределах оцениваемого региона, относятся к категории D1 (перспективные).

Перспективные ресурсы категории D1 отражают возможность открытия месторождений нефти и газа в оцениваемом регионе и используются для проектирования региональных геологоразведочных работ на нефть и газ, выбора районов и установления очередности проведения на них поисковых работ.

22. Ресурсы нефти, газа и конденсата литолого-стратиграфических комплексов, оцениваемые в пределах крупных региональных структур, промышленная нефтегазоносность которых еще не доказана. Перспективы нефтегазоносности этих комплексов определяются на основе имеющихся данных геологических, геофизических, геохимических исследований и по аналогии с другими, более изученными регионами, где установлены разведанные месторождения нефти и газа, или вышележащими нефтегазоносными комплексами относятся к категории D2 (прогнозируемые).

Прогнозируемые ресурсы категории D2 отражают потенциальную возможность открытия месторождений нефти и газа в регионе, промышленная нефтегазоносность которого не доказана, и используются для проектирования региональных геологоразведочных работ на нефть и газ.

#### **IV. Типы месторождений (залежей) нефти и газа по фазовому состоянию**

23. В зависимости от фазового состояния и состава основных углеводородных соединений в недрах месторождения (залежи) нефти и газа подразделяются на:

- нефтяные (Н), содержащие только нефть, насыщенную в различной степени газом;
- газонефтяные (ГН), в которых основная часть залежи нефтяная, а газовая шапка не превышает по объему нефтяную часть залежи;
- нефтегазовые (НГ), к которым относятся газовые залежи с нефтяной оторочкой и залежи, в которых газовая шапка превышает по объему нефтяную часть залежи;
- газовые (Г), содержащие только газ;
- газоконденсатные (ГК), содержащие газ с конденсатом;
- нефтегазоконденсатные (НГК), содержащие нефть, газ и конденсат.

#### **V. Типы месторождений (залежей) газа по содержанию конденсата**

24. В газовых залежах по содержанию конденсата ( $C_5 + в$ ) выделяются следующие группы газоконденсатных залежей:

- низкоконденсатные – с содержанием конденсата менее  $25 \text{ г/м}^3$ ;
- среднеконденсатные – с содержанием конденсата от  $25$  до  $100 \text{ г/м}^3$ ;
- высококонденсатные – с содержанием конденсата от  $100$  до  $500 \text{ г/м}^3$ ;
- уникальноконденсатные – с содержанием конденсата более  $500 \text{ г/м}^3$ .

#### **VI. Градация месторождений нефти и газа по величине извлекаемых запасов**

25. Месторождения нефти и газа по величине начальных извлекаемых запасов подразделяются на:

- уникальные – более  $300$  млн т нефти или  $300$  млрд  $\text{м}^3$  газа;
- крупные – от  $30$  до  $300$  млн т нефти или от  $30$  до  $300$  млрд  $\text{м}^3$  газа;
- средние – от  $5$  до  $30$  млн т нефти или от  $5$  до  $30$  млрд  $\text{м}^3$  газа;
- мелкие – от  $1$  до  $5$  млн т нефти или от  $1$  до  $5$  млрд  $\text{м}^3$  газа;
- очень мелкие – менее  $1$  млн т нефти, менее  $1$  млрд  $\text{м}^3$  газа.

#### **VII. Градация месторождений нефти и газа по сложности геологического строения**

26. По сложности геологического строения выделяются месторождения (залежи):

- простого строения – однофазные, связанные с ненарушенными или слабонарушенными структурами, продуктивные пласты характеризуются выдержанностью толщин и фильтрационно-емкостных свойств по площади и разрезу;
- сложного строения – одно- и двухфазные, характеризующиеся невыдержанностью толщин и фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов по площади и разрезу или наличием литологических замещений коллекторов непроницаемыми породами, либо тектонических нарушений;
- очень сложного строения – одно- и двухфазные, характеризующиеся как наличием литологических замещений или тектонических нарушений, так и невыдержанностью толщин и фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов.





5 апреля 2016 г.

№ 102-ФЗ

Российская Федерация  
Федеральный закон

## **О внесении изменений в статью 11.1 части первой и часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации\***

Принят Государственной Думой 25 марта 2016 года  
Одобен Советом Федерации 30 марта 2016 года

### **Статья 1**

Внести в пункт 2 статьи 11.1 части первой Налогового кодекса Российской Федерации (Собрание законодательства Российской Федерации, 1998, № 31, ст. 3824; 2013, № 40, ст. 5038; 2015, № 48, ст. 6691) следующие изменения:

- 1) в абзаце втором слова «категорий А, В, С1 и С2» заменить словами «всех категорий»;
- 2) в абзаце третьем слова «категорий А, В, С1 и С2» заменить словами «всех категорий».

### **Статья 2**

Внести в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации (Собрание законодательства Российской Федерации, 2000, № 32, ст. 3340; 2001, № 33, ст. 3429; 2002, № 1, ст. 4; № 22, ст. 2026; 2003, № 28, ст. 2886; 2004, № 34, ст. 3517; 2005, № 30, ст. 3118; 2006, № 31, ст. 3450; 2007, № 1, ст. 31; 2008, № 30, ст. 3614; 2010, № 48, ст. 6248; 2011, № 1, ст. 37; № 23, ст. 3265; № 30, ст. 4606; № 49, ст. 7016; 2012, № 49, ст. 6749; 2013, № 27, ст. 3444; № 30, ст. 4046; № 40, ст. 5033, 5037, 5038; 2014, № 26, ст. 3393; № 48, ст. 6647; 2015, № 48, ст. 6685, 6687, 6691) следующие изменения:

- 1) в подпункте 20 пункта 1 статьи 342:
  - а) в абзаце пятом слова «категорий А, В, С1 и С2» заменить словами «всех категорий»;
  - б) в абзаце шестом слова «категорий А, В, С1 и С2» заменить словами «всех категорий»;

- 2) в статье 342.2:
  - а) в подпункте 2 пункта 3 слова «категорий А, В, С1 и С2» заменить словами «всех категорий»;
  - б) в пункте 5 слова «категорий А, В, С1 и С2» заменить словами «всех категорий»;
- 3) в статье 342.4:
  - а) в пункте 12 слова «категорий А, В, С1 и С2» заменить словами «всех категорий»;
  - б) в пункте 13 слова «категорий А, В, С1 и С2» заменить словами «всех категорий»;
- 4) в статье 342.5:
  - а) в абзаце пятом пункта 2 слова «категорий А, В, С1 и С2» заменить словами «всех категорий»;
  - б) в абзаце четвертом пункта 3 слова «категорий А, В, С1 и С2» заменить словами «всех категорий»;
  - в) в пункте 5:
    - в абзаце втором слова «категорий А, В, С1 и С2» заменить словами «всех категорий»;
    - в абзаце третьем слова «категорий А, В, С1 и С2» заменить словами «всех категорий»;
    - в абзаце четвертом слова «категорий А, В, С1 и С2» заменить словами «всех категорий»;
    - в абзаце пятом слова «категорий А, В, С1 и С2» заменить словами «всех категорий»;
- 5) в пункте 8 статьи 343.2 слова «категорий А, В, С1 и С2» заменить словами «всех категорий»;
- 6) в подпункте 10 пункта 1 статьи 345.1 слова «категорий А, В, С1 и С2» заменить словами «всех категорий».

### **Статья 3**

1. Настоящий Федеральный закон вступает в силу со дня его официального опубликования.
2. Действие положений пункта 2 статьи 11.1 части первой Налогового кодекса Российской Федерации (в редакции настоящего Федерального закона) и положений подпункта 20 пункта 1 статьи 342, подпункта 2 пункта 3 и пункта 5 статьи 342.2, пунктов 12 и 13 статьи 342.4, пунктов 2, 3 и 5 статьи 342.5, пункта 8 статьи 343.2, подпункта 10 пункта 1 статьи 345.1 части второй Налогового кодекса Российской Федерации (в редакции настоящего Федерального закона) распространяется на правоотношения, возникшие с 1 января 2016 года.

Президент Российской Федерации  
**В. Путин**

Москва, Кремль 5 апреля 2016 года  
№ 102-ФЗ

\* Авторы-разработчики: Горюнов Л.Ю., Браткова В.Г., Соколов С.Н.



**Правительство Российской Федерации  
Постановление  
от 11 февраля 2005 г. № 69**

**О государственной экспертизе запасов полезных ископаемых,  
геологической, экономической и экологической информации  
о предоставляемых в пользование участках недр, размере  
и порядке взимания платы за ее проведение\***

(в ред. постановлений Правительства РФ от 26.07.2006 № 460, от 22.01.2007 № 37, от 22.04.2009 № 351, от 05.02.2014 № 81, от 04.12.2015 № 1321, от 18.02.2016 № 116)

В соответствии со статьей 29 Закона Российской Федерации «О недрах» Правительство Российской Федерации постановляет:

1. Утвердить прилагаемое Положение о государственной экспертизе запасов полезных ископаемых, геологической, экономической и экологической информации о предоставляемых в пользование участках недр, об определении размера и порядка взимания платы за ее проведение.

2. Организация проведения государственной экспертизы запасов полезных ископаемых, геологической, экономической и экологической информации о предоставляемых в пользование участках недр осуществляется Федеральным агентством по недропользованию и (в части участков недр местного значения) органами государственной власти субъектов Российской Федерации.

3. Признать утратившим силу Постановление Правительства Российской Федерации от 28 февраля 1996 г. № 210 «Об органах, осуществляющих государственную экспертизу запасов полезных ископаемых, геологической, экономической и экологической информации о предоставляемых в пользование участках недр» (Собрание законодательства Российской Федерации, 1996, № 12, ст. 1109).

Председатель Правительства Российской Федерации  
**М. Фрадков**

\* Авторы-разработчики: Горюнов Л.Ю., Браткова В.Г.

## Положение

### **О государственной экспертизе запасов полезных ископаемых, геологической, экономической и экологической информации о предоставляемых в пользование участках недр, об определении размера и порядка взимания платы за ее проведение\***

(в редакции постановлений Правительства РФ от 26.07.2006 № 460, от 22.01.2007 № 37, от 22.04.2009 № 351, от 05.02.2014 № 81, от 04.12.2015 № 1321, от 18.02.2016 № 116)

#### **I. Общие положения**

1. Настоящее Положение определяет порядок проведения государственной экспертизы запасов полезных ископаемых, геологической, экономической и экологической информации о предоставляемых в пользование участках недр (далее – государственная экспертиза), размер и порядок взимания платы за ее проведение.

2. Государственная экспертиза проводится в целях создания условий для рационального комплексного использования недр, государственного учета запасов полезных ископаемых и участков недр, предоставляемых для добычи полезных ископаемых и для целей, не связанных с добычей полезных ископаемых, определения платы за пользование недрами, границ участков недр, предоставляемых в пользование, оценки достоверности информации о количестве и качестве разведанных запасов полезных ископаемых, иных свойствах недр, определяющих их ценность или опасность.

3. Государственная экспертиза может проводиться на любой стадии геологического изучения месторождения при условии, что представляемые геологические материалы позволяют дать объективную оценку количества и качества запасов полезных ископаемых, их промышленного значения, горно-технических, гидрогеологических, экологических и других условий их добычи.

4. Предоставление недр в пользование для добычи полезных ископаемых разрешается только после проведения государственной экспертизы запасов полезных ископаемых.

Предоставление участков недр в пользование для строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с разработкой месторождений полезных ископаемых, разрешается только после проведения государственной экспертизы геологической информации о таких участках недр.

5. Постановка запасов полезных ископаемых на государственный учет осуществляется на основании заключения государственной экспертизы о промышленной значимости разведанных полезных ископаемых.

6. Государственная экспертиза осуществляется на платной основе за счет пользователей недр.

\* Утверждено постановлением Правительства Российской Федерации от 11 февраля 2005 г. № 69

6(1). Заключение государственной экспертизы, утвержденные Федеральным агентством по недропользованию, могут быть обжалованы в установленном законодательством Российской Федерации порядке.

## II. Объекты государственной экспертизы

7. Объектами государственной экспертизы являются запасы полезных ископаемых, геологическая, экономическая и экологическая информация о предоставляемых в пользование участках недр, а также геологическая информация об участках недр, пригодных для строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с разработкой месторождений полезных ископаемых.

8. Государственная экспертиза осуществляется путем проведения анализа документов и материалов (далее – материалы) по:

а) подсчету запасов полезных ископаемых всех вовлекаемых в освоение и разрабатываемых месторождений вне зависимости от вида, количества, качества и направления использования полезных ископаемых;

б) технико-экономическому обоснованию кондиций для подсчета запасов полезных ископаемых в недрах, коэффициентов извлечения нефти, газа и газового конденсата;

в) оперативному изменению состояния запасов полезных ископаемых по результатам геолого-разведочных работ и переоценки этих запасов;

г) геологической информации об участках недр, намечаемых для строительства и эксплуатации подземных сооружений для хранения нефти и газа, захоронения радиоактивных, токсичных и иных опасных отходов, сброса сточных вод и иных нужд, не связанных с разработкой месторождений полезных ископаемых;

д) подсчету запасов полезных ископаемых выявленных месторождений полезных ископаемых.

(пп. «д» введен Постановлением Правительства РФ от 22.01.2007 № 37)

е) выбору места размещения в пластах горных пород попутных вод и вод, использованных пользователями недр для собственных производственных и технологических нужд при разведке и добыче углеводородного сырья.

9. Требования к составу и правилам оформления материалов определяются Министерством природных ресурсов и экологии Российской Федерации.

## III. Организация проведения государственной экспертизы (за исключением участков недр местного значения)

10. Для проведения государственной экспертизы заявитель направляет в адрес Федерального агентства по недропользованию:

– материалы, подготовленные в соответствии с требованиями, определяемыми Министерством природных ресурсов и экологии Российской Федерации, в 2 экземплярах на бумажном носителе и в 1 – на электронном носителе;

– документы, подтверждающие оплату государственной экспертизы в размере, установленном в соответствии с разделом V настоящего Положения.

10(1). В состав предусмотренных абзацем вторым пункта 10 настоящего Положения материалов, направляемых для проведения государственной экспертизы материалов по технико-экономическому обоснованию коэффициентов извлечения нефти, газа и газового конденсата, включается один из следующих технических проектов разработки месторождения углеводородного сырья или дополнение к нему:

а) проект пробной эксплуатации месторождения (залежи);

б) технологическая схема разработки месторождения;

в) технологический проект разработки месторождения.

11. Проведение государственной экспертизы осуществляется государственным учреждением, уполномоченным Федеральным агентством по недропользованию по согласованию с Министерством природных ресурсов и экологии Российской Федерации (далее – уполномоченное учреждение).

12. Представленные материалы регистрируются Федеральным агентством по недропользованию, которое в течение 3 дней с даты регистрации проверяет их комплектность и направляет комплектные материалы для проведения государственной экспертизы в уполномоченное учреждение. Некомплектные материалы возвращаются заявителю.

13. С целью проведения государственной экспертизы уполномоченное учреждение создает экспертную комиссию. Состав экспертной комиссии формируется из внештатных экспертов и штатных работников уполномоченного учреждения. Количество штатных работников уполномоченного учреждения в составе экспертной комиссии не может превышать 30 процентов от общего числа ее членов.

Экспертами могут быть специалисты, имеющие высшее образование по специальностям «геология», «прикладная геология, горное дело, нефтегазовое дело и геодезия», «экономика и управление» и стаж работы по указанным специальностям не менее 3 лет.

В экспертную комиссию не могут быть включены специалисты, являющиеся представителями заявителя и лицами, принимавшими участие в работах по подготовке представленных материалов, а также граждане, состоящие в трудовых или иных договорных отношениях с заявителем, и представители юридического лица, состоящего с заявителем в таких договорных отношениях.

Количество привлекаемых внештатных экспертов обуславливается сложностью рассматриваемых материалов.

Оплата труда внештатных экспертов осуществляется уполномоченным учреждением на договорной основе за счет средств федерального бюджета, предусматриваемых в установленном порядке на обеспечение его деятельности.

Срок проведения государственной экспертизы определяется в зависимости от трудоемкости экспертных работ и объема представленных материалов, но не должен превышать 90 дней.

В случае необходимости уполномоченное учреждение вправе запросить дополнительную информацию, уточняющую материалы, представленные заявителем. При этом срок проведения государственной экспертизы может быть продлен, но не более чем на 30 дней, за исключением случая, предусмотренного абзацем восьмым настоящего пункта.

Срок проведения государственной экспертизы может быть продлен, но не более чем на 60 дней, если в ходе анализа представленных заявителем материалов экспертная комиссия выявила отклонения в объеме запасов углеводородного сырья не менее чем на 5 процентов и не более чем на 20 процентов относительно объема запасов углеводородного сырья, указанного в материалах, представленных на государственную экспертизу.

13(1). В случае представления заявителем на государственную экспертизу материалов по технико-экономическому обоснованию коэффициентов извлечения нефти, газа и газового конденсата экспертная комиссия в течение 60 дней с даты получения указанных материалов от Федерального агентства по недропользованию подготавливает справку об оценке достоверности информации о количестве и качестве геологических запасов месторождения углеводородного сырья. В случае если срок проведения государственной экспертизы продлен на основании абзаца седьмого пункта 13 настоящего Положения, указанная справка подготавливается экспертной комиссией в течение 30 дней с даты принятия решения о продлении срока проведения государственной экспертизы. В случае если срок проведения государственной экспертизы продлен на основании абзаца восьмого пункта 13 настоящего Положения, указанная справка подготавливается экспертной комиссией в течение 60 дней с даты принятия решения о продлении срока проведения государственной экспертизы.

Справка об оценке достоверности информации о количестве и качестве геологических запасов месторождения углеводородного сырья должна содержать выводы о достоверности и правильности указанной в представленных материалах оценки количества и качества геологических запасов углеводородного сырья в недрах. Указанная справка подписывается членами экспертной комиссии и в течение 3 дней с даты подписания направляется уполномоченным учреждением в комиссию, предусмотренную пунктом 5 Положения о подготовке, согласовании и утверждении технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых и иной проектной документации на выполнение работ, связанных с использованием участками недр, по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 3 марта 2010 г. № 118 «Об утверждении Положения о подготовке, согласовании и утверждении технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых и иной проектной документации на выполнение работ, связанных с использованием участками недр, по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами».

14. Результаты государственной экспертизы излагаются в заключении, которое подписывается членами экспертной комиссии и в течение 5 дней с даты подписания утверждается Федеральным агентством по недропользованию.

15. При несогласии отдельных членов экспертной комиссии с заключением государственной экспертизы, подготовленным экспертной комиссией, они подписывают заключение с пометкой «особое мнение». Особое мнение оформляется отдельным документом, содержащим его обоснование.

16. Заключение государственной экспертизы должно содержать выводы:

- о достоверности и правильности указанной в представленных материалах оценки количества и качества запасов полезных ископаемых в недрах, подготовленности месторождений или их отдельных частей к промышленному освоению, а также их промышленного значения;

- о геологической, технологической и экономической обоснованности предельных значений кондиций для подсчета запасов полезных ископаемых в недрах, обеспечивающих наиболее полную и рациональную отработку (выработку) запасов месторождений при соблюдении экологических требований;

- об обоснованности переоценки запасов полезных ископаемых по результатам геологического изучения, разработки месторождений или в связи с изменением рыночной конъюнктуры;

- об обоснованности постановки на государственный баланс запасов полезных ископаемых и их списания с государственного баланса, а также внесения в этот баланс изменений, связанных с оперативным учетом изменения запасов;

- о возможностях безопасного использования участков недр для строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с разработкой месторождений полезных ископаемых;

- об обоснованности выбора места размещения попутных вод и вод, использованных пользователями недр для собственных производственных и технологических нужд при разведке и добыче углеводородного сырья;

- иные выводы и рекомендации.

В случае если представленные материалы по своему содержанию, обоснованности и объему не позволяют дать объективную оценку количества и качества запасов полезных ископаемых, геологической, экономической и экологической информации о предоставляемых в пользование участках недр, а также геологической информации об участках недр, пригодных для строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с разработкой месторождений полезных ископаемых, то заключение государственной экспертизы должно содержать указание о необходимости соответствующей доработки материалов.

17. Заключение государственной экспертизы в течение 5 дней с даты его утверждения Федеральным агентством по недропользованию направляется заявителю, за исключением случая, предусмотренного пунктом 17(1) настоящего Положения.



17(1). Заключение государственной экспертизы, осуществляемой путем проведения анализа материалов по технико-экономическому обоснованию коэффициентов извлечения нефти, газа и газового конденсата, направляется заявителю в течение 5 дней с даты его утверждения Федеральным агентством по недропользованию, но не позднее даты направления заявителю решения комиссии по согласованию проектной документации на выполнение работ, связанных с использованием участками недр, о согласовании проектной документации или о мотивированном отказе в согласовании проектной документации, рассмотрение которой осуществлялось в соответствии с пунктом 20 Положения о подготовке, согласовании и утверждении технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых и иной проектной документации на выполнение работ, связанных с использованием участками недр, по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 3 марта 2010 г. № 118 «Об утверждении Положения о подготовке, согласовании и утверждении технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых и иной проектной документации на выполнение работ, связанных с использованием участками недр, по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами».

#### **IV. Организация проведения государственной экспертизы в части участков недр местного значения**

18. Для проведения государственной экспертизы в части участков недр местного значения заявитель направляет в адрес органа исполнительной власти соответствующего субъекта Российской Федерации материалы и документы, предусмотренные в пункте 10 настоящего Положения.

19. Проведение государственной экспертизы в части участков недр местного значения осуществляется экспертным органом, уполномоченным органом исполнительной власти соответствующего субъекта Российской Федерации (далее – уполномоченный экспертный орган).

20. Уполномоченный экспертный орган в течение 3 дней с даты регистрации органом исполнительной власти соответствующего субъекта Российской Федерации поступивших материалов проверяет их комплектность и принимает комплектные материалы к рассмотрению. Некомплектные материалы возвращаются заявителю.

21. Для рассмотрения принятых материалов уполномоченным экспертным органом создается экспертная комиссия. Состав экспертной комиссии формируется из штатных сотрудников уполномоченного экспертного органа и утверждается уполномоченным экспертным органом.

Срок проведения государственной экспертизы в части участков недр местного значения определяется в зависимости от трудоемкости экспертных работ и объема материалов, но не должен превышать 30 дней.

В случае необходимости уполномоченный экспертный орган вправе запросить дополнительную информацию, уточняющую материалы, представленные заявителем. При этом срок проведения экспертизы может быть продлен, но не более чем на 30 дней.

22. Результаты государственной экспертизы в части участков недр местного значения излагаются в заключении, которое подписывается членами экспертной комиссии и в течение 5 дней с даты подписания утверждается руководителем уполномоченного экспертного органа.

23. При несогласии отдельных членов экспертной комиссии с заключением государственной экспертизы, подготовленным экспертной комиссией, они подписывают заключение с пометкой «особое мнение». Особое мнение оформляется отдельным документом, содержащим его обоснование.

24. Заключение государственной экспертизы должно содержать выводы:

- о достоверности и правильности указанной в представленных материалах оценки количества и качества запасов полезных ископаемых в недрах, подготовленности месторождений или их отдельных частей к промышленному освоению, а также их промышленного значения;

- об обоснованности переоценки запасов полезных ископаемых по результатам геологического изучения, разработки месторождений или в связи с изменением рыночной конъюнктуры;

- об обоснованности постановки на территориальный баланс запасов полезных ископаемых и их списания с территориального баланса, а также внесения изменений, связанных с оперативным учетом изменения запасов;

- о возможностях безопасного использования участков недр для строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с разработкой месторождений полезных ископаемых.

В случае если представленные материалы по своему содержанию, обоснованности и объему не позволяют дать объективную оценку количества и качества запасов полезных ископаемых, геологической, экономической и экологической информации о предоставляемых в пользование участках недр, а также геологической информации об участках недр, пригодных для строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с разработкой месторождений полезных ископаемых, то заключение государственной экспертизы должно содержать указание о необходимости соответствующей доработки материалов.

25. Заключение государственной экспертизы в части участков недр местного значения в течение 5 дней с даты его утверждения руководителем уполномоченного экспертного органа направляется уполномоченным экспертным органом заявителю.

## V. Размер и порядок взимания платы за проведение государственной экспертизы

26. За проведение государственной экспертизы устанавливается плата в размере согласно приложению № 1.

Категории месторождений по величине (объемам) запасов полезных ископаемых для определения размера платы за проведение государственной экспертизы устанавливаются согласно приложению № 2.

26.1. За проведение государственной экспертизы запасов полезных ископаемых комплексного месторождения плата определяется по полезному ископаемому, объем запасов которого в данном месторождении является наибольшим.

27. Плата за проведение государственной экспертизы производится пользователями недр перед представлением материалов и поступает в доход федерального бюджета, за исключением поступающей в доходы бюджетов субъектов Российской Федерации платы за проведение органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации указанной экспертизы в части участков недр местного значения.

### Приложение № 1

к Положению 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

### Размер платы за проведение государственной экспертизы запасов полезных ископаемых, геологической, экономической и экологической информации о предоставляемых в пользование участках недр

Документы и материалы	Вид полезного ископаемого, участка недр	Категория месторождений	Размер платы (тыс. руб.)
Документы и материалы по подсчету геологических запасов полезных ископаемых всех вовлекаемых в освоение и разрабатываемых месторождений углеводородного сырья	нефть, газ	уникальные	800
		крупные	480
		средние	320
		мелкие	160

Документы и материалы по подсчету запасов всех вовлекаемых в освоение и разрабатываемых месторождений вне зависимости от вида, количества, качества и направления использования полезных ископаемых (за исключением запасов углеводородного сырья)	месторождения рудных полезных ископаемых и алмазов	крупные	360
		средние	240
		мелкие	120
	месторождения нерудных полезных ископаемых, углей и горючих сланцев	крупные	180
		средние	120
		мелкие	60
	россыпные месторождения	крупные	90
		средние	60
		мелкие	30
	месторождения общераспространенных полезных ископаемых	крупные	75
		средние	50
		мелкие	25
подземные воды	крупные	160	
	средние	80	
	мелкие	40	
	эксплуатируемые одиночными скважинами для питьевого и технического водоснабжения	10	
Документы и материалы по подсчету геологических запасов всех вовлекаемых в освоение и разрабатываемых месторождений углеводородного сырья, включая обоснование показателей проницаемости	нефть	уникальные	960
		крупные	576
		средние	384
		мелкие	192
Документы и материалы по подсчету геологических запасов всех вовлекаемых в освоение и разрабатываемых месторождений углеводородного сырья, включая определение стратиграфической принадлежности продуктивных отложений	нефть, газ	уникальные	960
		крупные	576
		средние	384
		мелкие	192
Документы и материалы по подсчету геологических запасов всех вовлекаемых в освоение и разрабатываемых месторождений углеводородного сырья, включая определение стратиграфической принадлежности продуктивных отложений и обоснование показателей проницаемости	нефть, газ	уникальные	1120
		крупные	672
		средние	448
		мелкие	224

Документы и материалы (технологическая схема разработки, дополнение к технологической схеме разработки, технологический проект разработки и дополнение к технологическому проекту разработки) по технико-экономическому обоснованию коэффициентов извлечения нефти, газа и газового конденсата	нефть, газ	уникальные	800
		крупные	480
		средние	320
		мелкие	160
		очень мелкие	80
Документы и материалы (дополнение к технологической схеме разработки по упрощенной схеме, проект пробной эксплуатации и дополнение к проекту пробной эксплуатации) по технико-экономическому обоснованию коэффициентов извлечения нефти, газа и газового конденсата	нефть, газ	уникальные	400
		крупные	240
		средние	160
		мелкие	80
		очень мелкие	40
Документы и материалы по технико-экономическому обоснованию кондиций для подсчета запасов твердых полезных ископаемых в недрах	месторождения рудных полезных ископаемых и алмазов	крупные	360
		средние	240
		мелкие	120
	месторождения нерудных полезных ископаемых, углей и горючих сланцев	крупные	180
		средние	120
		мелкие	60
	россыпные месторождения	крупные	90
		средние	60
		мелкие	30
	месторождения общераспространенных полезных ископаемых	крупные	75
		средние	50
		мелкие	25
Документы и материалы по технико-экономическому обоснованию кондиций для подсчета запасов подземных вод	подземные воды	крупные	160
		средние	80
		мелкие	40
Документы и материалы по оперативному изменению состояния запасов полезных ископаемых по результатам геолого-разведочных работ и переоценки этих запасов залежи углеводородного сырья	нефть, газ	для всех категорий месторождений оплата производится по каждой залежи	30

Документы и материалы по оперативному изменению состояния запасов полезных ископаемых по результатам геолого-разведочных работ и переоценки этих запасов залежи углеводородного сырья, включая обоснование показателей проницаемости	нефть	для всех категорий месторождений оплата производится по каждой залежи	36			
Документы и материалы по оперативному изменению состояния запасов полезных ископаемых по результатам геолого-разведочных работ и переоценки этих запасов залежи углеводородного сырья, включая определение стратиграфической принадлежности продуктивных отложений	нефть, газ	для всех категорий месторождений оплата производится по каждой залежи	36			
Документы и материалы по оперативному изменению состояния запасов полезных ископаемых по результатам геолого-разведочных работ и переоценки этих запасов залежи углеводородного сырья, включая определение стратиграфической принадлежности продуктивных отложений и обоснование показателей проницаемости	нефть, газ	для всех категорий месторождений оплата производится по каждой залежи	42			
				месторождения рудных полезных ископаемых и алмазов	для всех категорий месторождений	60
					месторождения нерудных полезных ископаемых, углей и горючих сланцев	для всех категорий месторождений
	Документы и материалы по оперативному изменению состояния запасов твердых полезных ископаемых по результатам геолого-разведочных работ и переоценки этих запасов	россыпные месторождения	для всех категорий месторождений	10		
		месторождения общераспространенных полезных ископаемых	для всех категорий месторождений	10		

Документы и материалы по подсчету запасов полезных ископаемых выявленных месторождений твердых полезных ископаемых	месторождения рудных полезных ископаемых и алмазов	крупные	180	
		средние	120	
		мелкие	60	
	месторождения нерудных полезных ископаемых, углей и горючих сланцев	крупные	90	
		средние	60	
		мелкие	30	
	россыпные месторождения	для всех категорий месторождений	30	
	месторождения общераспространенных полезных ископаемых	для всех категорий месторождений	25	
	Документы и материалы по геологической информации об участках недр, намеченных для строительства и эксплуатации подземных сооружений для хранения нефти и газа, захоронения радиоактивных отходов, отходов I–V классов опасности, сброса сточных вод, размещения в пластах горных пород попутных вод и вод, использованных пользователями недр для собственных производственных и технологических нужд при разведке и добыче углеводородного сырья и иных нужд, не связанных с разработкой месторождений полезных ископаемых	участки недр	для всех участков недр независимо от размера	300

*Приложение № 2*

к Положению 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

**Категории месторождений по величине (объемам) запасов полезных ископаемых для определения размера платы за проведение государственной экспертизы**

Полезное ископаемое	Единица измерения	Категории месторождений		
		крупные <sup>1</sup>	средние	мелкие <sup>2</sup>
<b>1. Месторождения углеводородного сырья</b>				
Нефть и конденсат <sup>3</sup>	млн т	30	30–5	5
Газ <sup>4</sup>	млрд м <sup>3</sup>	30	30–5	5
<b>2. Месторождения рудных полезных ископаемых и алмазов</b>				
Железные руды	млн т	300	300–50	50
Марганцевые руды	млн т	30	30–3	3
Хромовые руды	млн т	10	10–1	1
Бериллий	тыс. т	10	10–0,5	0,5
Бокситы	млн т	50	50–5	5
Вольфрам в коренных месторождениях	тыс. т	100	100–10	10
Висмут	тыс. т	15	15–1	1
Германий	тыс. т	1,5	1,5–0,5	0,5
Кобальт	тыс. т	15	15–2	2
Литий	тыс. т	200	200–50	50
Медь	тыс. т	1000	1000–100	100
Молибден	тыс. т	50	50–5	5
Никель	тыс. т	200	200–30	30
Ниобий	тыс. т	300	300–50	50

<sup>1</sup> К крупным месторождениям полезных ископаемых относятся месторождения с запасами более указанной цифры.

<sup>2</sup> К мелким месторождениям полезных ископаемых относятся месторождения с запасами менее указанной цифры.

<sup>3</sup> Месторождения нефти и конденсата с извлекаемыми запасами более 300 млн т относятся к уникальным месторождениям, с запасами менее 1 млн т – к очень мелким месторождениям.

<sup>4</sup> Месторождения газа с извлекаемыми запасами более 300 млрд м<sup>3</sup> относятся к уникальным месторождениям, с запасами менее 1 млрд м<sup>3</sup> – к очень мелким месторождениям.

Олово в коренных месторождениях	тыс. т	50	50–5	5
Ртуть	тыс. т	15	15–0,7	0,7
Свинец	тыс. т	1000	1000–100	100
Стронций (целестин, стронцианит)	тыс. т	500	500–100	100
Сурьма	тыс. т	100	100–10	10
Тантал в коренных месторождениях	тыс. т	5	5–0,5	0,5
Титан в коренных месторождениях	млн т	10	10–3	3
Цезий	тыс. т	5	5–0,5	0,5
Цинк	тыс. т	1000	1000–100	100
Цирконий	млн т	1,5	1,5–0,3	0,3
Золото в коренных месторождениях	т	50	50–5	5
Серебро	т	3000	3000–500	500
Платина в коренных месторождениях	т	30	30–3	3
Радиоактивное сырье	тыс. т	20	20–5	5
Алмазы в коренных месторождениях	млн карат	20	20–1	1
<b>3. Месторождения нерудных полезных ископаемых, углей, горючих сланцев</b>				
Уголь:				
– коксующийся	млн т	300	300–50	50
– энергетический	млн т	500	500–50	50
– бурый	млн т	1000	1000–100	100
Горючие сланцы	млн т	1000	1000–100	100
Фосфориты	млн т	30	30–10	10
Апатиты	млн т	50	50–10	10
Борные руды:				
– бораты	млн т	1,5	1,5–0,2	0,2
– боросиликаты	млн т	20	20 – 5	5
Калийные соли	млн т	500	500–100	100
Сера самородная	млн т	20	20–2	2
Сода природная	млн т	50	50–3	3
Соль поваренная:				
– пищевая	млн т	300	300–100	100
– химическая	млн т	1000	1000–200	200

Магниевые соли	млн т	80	80–10	10
Сульфат натрия	млн т	10	10–5	5
Абразивы:				
– корунд, гранат	тыс. т	100	100–30	30
– наждак	тыс. т	300	300–100	100
Асбест:				
– хризотилковый	млн т	15	15–2	2
– антофиллитовый	тыс. т	40	40–5	5
– амфиболитовый	тыс. т	5	5–0,5	0,5
Барит	млн т	3	3–1	1
Брусит	млн т	5	5–2	2
Волластонит	млн м <sup>3</sup>	3	3–1	1
Глины:				
– огнеупорные	млн т	25	25–5	5
– тугоплавкие	млн т	50	50–10	10
– бентонитовые,	млн т	15	15–2	2
– палыгорскитовые				
Горные породы (для изготовления декоративно–облицовочных материалов)	млн м <sup>3</sup>	5	5–2	2
Графит	млн т	15	15–3	3
Тальк, тальковый камень, пирофиллит	млн т	5	5–0,5	0,5
Каолины	млн т	25	25–5	5
Бокситы (для производства огнеупоров)	млн т	10	10–3	3
Доломиты (для металлургической и химической промышленности)	млн т	100	100–30	30
Известняки (для металлургической, химической, стекольной, пищевой промышленности)	млн т	150	150–50	50
Кварцит (для динаса, ферросплавов, карбида, кремния)	млн т	30	30–5	5
Диатомит, спонголит	млн т	5	5–1	1
Магнезит	млн т	100	100–10	10
Мраморы (архитектурно–строительные, поделочные и статуарные)	млн т	2	2–0,5	0,5

Пегматиты, полевошпатовое сырье	млн т	2	2–0,5	0,5
Эффузивные породы для производства вспученных материалов	млн т	5	2–1	1
Формовочные материалы	млн т	20	20–5	5
Плавленый шпат	млн т	5	5–1	1
Слюда – мусковит	тыс. т	20	20–2	2
Слюда – флогопит и вермикулит	тыс. т	1	1–0,1	0,1
Цеолиты	тыс. т	100	100–0,1	0,1
Гипс, ангидрит	тыс. т	20	20–5	5
Ювелирные (полудрагоценные) камни (аквамарин, аметист, берилл, бирюза, хризолит, опал благородный)	кг	500	500–50	50
Ювелирно–поделочные камни (агат, жадеит, лазурит, малахит, нефрит, сердолик, чароит)	т	900	900–200	200
Поделочные камни (змеевик, оникс мраморный, офиокальцит, яшма)	т	10000	10 000–3000	3000
Кварц жильный для плавки оптического кварцевого стекла	тыс. т	500	500–100	100
Кварц жильный для оптического стекловарения	млн т	3	3–0,5	0,5
Кварц жильный для синтеза оптических кристаллов кварца	тыс. т	100	100–40	40
Пьезооптическое сырье:				
– пьезокварц	т	5	5–1,5	1,5
– горный хрусталь	т	500	500–200	200
– исландский шпат	т	8	8–1	1
– оптический флюорит	т	0,5	0,5–0,1	0,1
Драгоценные камни (изумруд, сапфир, рубин, александрит)	тыс. карат	100	100–10	10
<b>4. Рассыпные месторождения рудных полезных ископаемых и алмазов</b>				
Вольфрам	тыс. т	15	15–1	1
Олово	тыс. т	10	10–1	1
Тантал	тыс. т	1	1–0,1	0,1
Титан:				

– рутил	млн т	1	1–0,1	0,1
– ильменит	млн т	5	5–0,5	0,5
Золото	т	3	3–0,5	0,5
Платина	т	3	3–0,5	0,5
Алмазы	млн карат	5	5–0,1	од
<b>5. Месторождения общераспространенных полезных ископаемых</b>				
Общераспространенные полезные ископаемые	млн м <sup>3</sup>	5	1–5	1
<b>6. Подземные воды</b>				
Пресные воды для хозяйственно–питьевого, технического водоснабжения и орошения земель	тыс. м <sup>3</sup> в сутки	200	200–30	30
Термальные воды для производства тепловой или электрической энергии	тыс. м <sup>3</sup> /сут (в виде пароводяной смеси – т/сут)	30	30–15	15
Минеральные воды (лечебные и природные столовые):				
– сероводородные, радоновые, кремнистые, рассолы	м <sup>3</sup> /сут	500	500–100	100
– углекислые, железистые, содержащие органику, сульфидные, минерализованные различного состава, природные столовые	м <sup>3</sup> /сут	300	300–50	50
– азотные термы	м <sup>3</sup> /сут	1500	1500–300	300
Промышленные воды для извлечения полезных компонентов	тыс. м <sup>3</sup> /сут	30	30–15	15





## Правительство Российской Федерации

### Постановление от 3 марта 2010 г. № 118

#### **Об утверждении Положения о подготовке, согласовании и утверждении технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых и иной проектной документации на выполнение работ, связанных с использованием участками недр, по видам полезных ископаемых и видам «пользования недрами»**

(в ред. Постановлений Правительства РФ от 03.08.2011 № 651, от 02.04.2014 № 259, от 26.12.2014 № 1555, от 23.10.2015 № 1133, от 19.12.2015 № 1395, от 18.02.2016 № 117, от 25.05.2016 № 459)

В соответствии со статьей 23.2 Закона Российской Федерации «О недрах» Правительство Российской Федерации постановляет:

Утвердить прилагаемое Положение о подготовке, согласовании и утверждении технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых и иной проектной документации на выполнение работ, связанных с использованием участками недр, по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами.

Председатель Правительства  
Российской Федерации  
**В. Путин**

**Положение о подготовке, согласовании и утверждении технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых и иной проектной документации на выполнение работ, связанных с использованием участками недр, по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами\***

#### **I. Общие положения**

1. Настоящее Положение устанавливает порядок подготовки, согласования и утверждения технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых и иной проектной документации на выполнение работ, связанных с использованием участками недр (далее – проектная документация), по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами.

2. Подготовка проектной документации заключается в разработке обоснованных технических и технологических решений, обеспечивающих выполнение условий пользования участком недр, рациональное комплексное использование и охрану недр, а также выполнение требований законодательства Российской Федерации о недрах.

3. Подготовка проектной документации осуществляется пользователем недр или организацией, привлекаемой пользователем недр для подготовки проектной документации (далее – проектная организация), на основании технического задания на проектирование, разработанного и утвержденного пользователем недр, и имеющейся геологической и иной информации о недрах.

4. Проектная документация, подготовленная проектной организацией, подписывается уполномоченным лицом проектной организации, заверяется печатью этой организации и передается пользователю недр для согласования и утверждения в установленном порядке.

5. Проектная документация, за исключением технических проектов разработки месторождений общераспространенных полезных ископаемых и иной проектной документации на выполнение работ, связанных с использованием участками недр местного значения (далее – документация по участкам недр местного значения), до утверждения пользователем недр подлежит согласованию с комиссией, создаваемой Федеральным агентством по недропользованию или его соответствующим территориальным органом (далее – комиссия). Организационное обеспечение деятельности комиссии возлагается на Федеральное агентство по недропользованию или его соответствующий территориальный орган.

Документация по участкам недр местного значения до утверждения пользователем недр подлежит согласованию с уполномоченным органом государственной власти соответствующего субъекта Российской Федерации (далее – уполномоченный орган).

6. В состав комиссии, создаваемой Федеральным агентством по недропользованию, включаются представители Министерства природных

\* Утверждено Постановлением Правительства Российской Федерации от 3 марта 2010 г. № 118

\* Авторы–разработчики: Горюнов Л.Ю., Браткова В.Г.

ресурсов и экологии Российской Федерации, Федерального агентства по недропользованию, Федеральной службы по надзору в сфере природопользования, Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору.

В состав комиссии, создаваемой территориальным органом Федерального агентства по недропользованию, включаются представители территориальных органов Федерального агентства по недропользованию, Федеральной службы по надзору в сфере природопользования, Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору, а также представители органов исполнительной власти соответствующего субъекта Российской Федерации в области охраны окружающей среды.

К работе комиссии привлекаются при необходимости специалисты специализированных научно-исследовательских и проектных организаций.

7. Согласование проектной документации комиссией, создаваемой Федеральным агентством по недропользованию, или комиссиями, создаваемыми его территориальными органами, осуществляется с учетом критериев отнесения рассматриваемых вопросов к компетенции соответствующей комиссии, определяемых Министерством природных ресурсов и экологии Российской Федерации.

## II. Виды проектной документации, подлежащей согласованию

8. Комиссия осуществляет согласование проектной документации, за исключением документации по участкам недр местного значения, в отношении следующих видов пользования недрами:

а) геологическое изучение, включая поиск и оценку месторождений полезных ископаемых, а также геологическое изучение и оценка пригодности участков недр для строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых;

б) разведка и добыча полезных ископаемых, в том числе использование отходов горнодобывающего производства и связанных с ним перерабатывающих производств, а также размещение в пластах горных пород попутных вод и вод, использованных пользователями недр для собственных производственных и технологических нужд при разведке и добыче углеводородного сырья;

в) геологическое изучение, разведка и добыча полезных ископаемых, осуществляемых по совмещенной лицензии;

г) строительство и эксплуатация подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых.

8(1). Уполномоченный орган осуществляет согласование документации по участкам недр местного значения в отношении следующих видов пользования недрами:

а) геологическое изучение, включая поиск и оценку месторождений общераспространенных полезных ископаемых, а также геологическое изучение и оценка пригодности участков недр для строительства и эксплуатации

подземных сооружений местного и регионального значения, не связанных с добычей полезных ископаемых;

б) разведка и добыча общераспространенных полезных ископаемых;

в) геологическое изучение, разведка и добыча общераспространенных полезных ископаемых, осуществляемые по совмещенной лицензии;

г) строительство и эксплуатация подземных сооружений местного и регионального значения, не связанных с добычей полезных ископаемых;

д) геологическое изучение, включая поиск и оценку месторождений полезных ископаемых, добыча полезных ископаемых или геологическое изучение и добыча полезных ископаемых, осуществляемые по совмещенной лицензии, – в отношении подземных вод, которые используются для целей питьевого и хозяйственно-бытового водоснабжения или технологического обеспечения водой объектов промышленности либо объектов сельскохозяйственного назначения и объем добычи которых составляет не более 500 кубических метров в сутки.

9. Комиссия осуществляет согласование проектной документации в отношении следующих видов полезных ископаемых:

а) твердые полезные ископаемые – проект опытно-промышленной разработки месторождения, технический проект разработки месторождения, технический проект ликвидации или консервации горных выработок, скважин, иных подземных сооружений, технологическая схема первичной переработки минерального сырья;

б) углеводородное сырье – проект опытной (пробной) эксплуатации поисковой скважины, проект пробной эксплуатации единичных разведочных скважин, проект пробной эксплуатации месторождения (залежи), технологическая схема разработки месторождения, технологический проект разработки месторождения;

в) подземные воды, за исключением подземных вод, указанных в подпункте «б» пункта 9(1) и пункте 10 настоящего Положения:

– при пользовании недрами для добычи питьевых и технических подземных вод – проект водозабора;

– при пользовании недрами для разведки и добычи, а также для геологического изучения, разведки и добычи минеральных, теплоэнергетических и промышленных подземных вод, осуществляемых по совмещенной лицензии, – проект опытно-промышленной разработки месторождения (участка), технологическая схема разработки месторождения (участка) и проект разработки месторождения (участка).

9(1). Уполномоченный орган осуществляет согласование документации по участкам недр местного значения в отношении:

а) общераспространенных полезных ископаемых – проекта опытно-промышленной разработки месторождений полезных ископаемых, технического проекта разработки месторождений полезных ископаемых, технического проекта ликвидации или консервации горных выработок, технологической схемы первичной переработки общераспространенных полезных ископаемых;



б) подземных вод, которые используются для целей питьевого и хозяйственно-бытового водоснабжения или технологического обеспечения водой объектов промышленности либо объектов сельскохозяйственного назначения и объем добычи которых составляет не более 500 кубических метров в сутки, – проекта водозабора.

10. Проектная документация на добычу подземных вод для собственных производственных и технологических нужд при осуществлении пользователями недр разведки и добычи иных видов полезных ископаемых или по совмещенной лицензии для геологического изучения, разведки и добычи иных видов полезных ископаемых в границах предоставленных им горных отводов и (или) геологических отводов, а также на размещение в пластах горных пород попутных вод и вод, использованных пользователями недр для собственных производственных и технологических нужд при разведке и добыче углеводородного сырья согласовывается в составе проектной документации на разработку соответствующего вида полезного ископаемого или в виде самостоятельного проекта.

11. При пользовании недрами для строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, согласованию с комиссией подлежит проектная документация в отношении:

- а) строительства и эксплуатации в пластах горных пород различных видов хранилищ углеводородного сырья и продуктов его переработки;
- б) размещения отходов производства и потребления;
- в) захоронения радиоактивных, токсичных и иных опасных отходов в глубоких горизонтах, обеспечивающих локализацию таких отходов.

### **III. Основные требования к содержанию проектной документации**

12. В проектную документацию включаются:

- а) мероприятия по безопасному ведению работ, связанных с пользованием недрами;
- б) мероприятия по рациональному использованию и охране недр;
- в) мероприятия по обеспечению требований в области охраны окружающей среды и обеспечения экологической безопасности при пользовании недрами;
- г) информация о сроках и условиях выполнения работ по консервации и (или) ликвидации горных выработок, скважин, иных подземных сооружений, а также рекультивации земель.

13. В проектную документацию помимо мероприятий и информации, предусмотренных пунктом 12 настоящего Положения, включаются также обоснованные варианты проектных решений, в том числе:

- а) в проектную документацию на разработку месторождений твердых полезных ископаемых, а также на разработку месторождений общераспространенных полезных ископаемых – в отношении:

- объема работ, сроков начала и завершения работ;
- порядка ввода эксплуатационных объектов в разработку;
- технико-экономических показателей разработки месторождения полезных ископаемых, в том числе уровней годовой добычи полезных ископаемых, степени извлечения основных и попутных полезных ископаемых из недр;
- срока выхода на проектную мощность;
- порядка и условий осуществления первичной переработки (обогащения) полезных ископаемых;

б) в проектную документацию на разработку месторождений углеводородного сырья, размещение в пластах горных пород попутных вод и вод, использованных пользователями недр для собственных производственных и технологических нужд при разведке и добыче углеводородного сырья – в отношении:

- выделения эксплуатационных объектов и мест размещения попутных вод и вод, использованных пользователями недр для собственных нужд, за исключением объектов, указанных в подпункте «д» настоящего пункта;
- выбора способов и агентов воздействия на пласт;
- выбора системы размещения и плотности сеток добывающих и нагнетательных скважин (кроме одиночных поглощающих поисковых и разведочных скважин);
- уровней, темпов добычи углеводородов и жидкости из пластов, закачки в них вытесняющих агентов;
- применения методов повышения степени извлечения и интенсификации добычи углеводородов, предупреждения осложнений при эксплуатации скважин и борьбы с ними, контроля и регулирования процессов разработки месторождений;
- способов и режимов эксплуатации скважин;
- показателей коэффициентов извлечения углеводородов, эксплуатации и использования фонда скважин;
- конструкции скважин и технологий производства буровых работ, методов вскрытия пластов и освоения скважин;
- мероприятий по обеспечению использования и утилизации попутного нефтяного газа;
- состава и максимально допустимых объемов размещаемых в пластах горных пород попутных вод и вод, использованных пользователями недр для собственных производственных и технологических нужд при разведке и добыче углеводородного сырья;
- в) в проектную документацию на разработку месторождений подземных вод – в отношении:
  - выбора конструкций эксплуатационных скважин, технологий производства буровых работ и оборудования водоприемной части скважин;
  - выбора контрольно-измерительной аппаратуры для обеспечения ведения мониторинга подземных вод;

г) в проектную документацию на строительство и эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, – в отношении:

- состава отходов и технологий их предварительной подготовки, объемов отходов, подлежащих захоронению;

- объемов жидкостей или газов, которые намечается разместить в подземных хранилищах, размеров горных выработок для строительства подземных сооружений в соответствии с их целевым назначением;

- типа и способа строительства подземных сооружений, технологии строительства и конструкции поглощающих и наблюдательных скважин на целевой пласт или пласты-коллекторы, а также на буферные горизонты и горизонты зоны активного водообмена;

- оптимальных режимов эксплуатации подземного сооружения;

- технологической схемы наземных частей подземных сооружений (если проектной документацией предусматривается их наличие);

д) в проектную документацию на размещение в пластах горных пород попутных вод и вод, использованных пользователями недр для собственных производственных и технологических нужд при разведке и добыче углеводородного сырья, – в отношении:

- выделения мест размещения попутных вод и вод, использованных пользователями недр для собственных производственных и технологических нужд;

- конструкции поглощающих скважин;

- состава и максимально допустимых объемов размещаемых в пластах горных пород попутных вод и вод, использованных пользователями недр для собственных производственных и технологических нужд при разведке и добыче углеводородного сырья.

14. Требования к структуре и оформлению проектной документации по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами определяются Министерством природных ресурсов и экологии Российской Федерации.

#### **IV. Порядок и сроки рассмотрения и согласования проектной документации**

15. Для согласования проектной документации пользователь недр подает в Федеральное агентство по недропользованию (его территориальный орган) или в уполномоченный орган соответственно заявление с указанием своих полного и сокращенного наименований, организационно-правовой формы и места нахождения, а также перечня прилагаемых к заявлению документов.

16. К заявлению пользователя недр прилагаются следующие документы:

- а) проектная документация (2 экземпляра на бумажном носителе и 2 экземпляра в электронном виде);

- б) копия предыдущего решения комиссии или уполномоченного органа (если рассмотрение проектной документации проводится повторно);

- в) копия заключения государственной экспертизы запасов (за исключением запасов углеводородного сырья) – в случаях, предусмотренных законодательством Российской Федерации;

- г) копия лицензии на пользование участком недр, в пределах которого находится месторождение полезного ископаемого или подземное сооружение, не связанное с добычей полезных ископаемых, со всеми приложениями и дополнениями к ней.

17. Копии документов, прилагаемых к заявлению, подписываются пользователем недр и скрепляются его печатью.

18. Представленные на согласование материалы рассматриваются Федеральным агентством по недропользованию (его территориальным органом) или уполномоченным органом соответственно на предмет соответствия требованиям, предусмотренным пунктами 15–17 настоящего Положения.

Материалы, представленные на согласование в Федеральное агентство по недропользованию (его территориальный орган), соответствующие установленным требованиям, направляются на рассмотрение комиссии в течение 5 дней со дня их представления пользователем недр.

Материалы, представленные на согласование в уполномоченный орган, соответствующие установленным требованиям, подлежат рассмотрению уполномоченным органом.

Материалы, не соответствующие установленным требованиям, возвращаются пользователю недр Федеральным агентством по недропользованию (его территориальным органом) или уполномоченным органом соответственно с указанием причин возврата в течение 7 дней со дня представления материалов.

18(1). Для рассмотрения и согласования проектной документации на разработку месторождений углеводородного сырья учреждением, уполномоченным в установленном порядке на проведение государственной экспертизы запасов полезных ископаемых, геологической, экономической и экологической информации о предоставляемых в пользование участках недр, в комиссию представляется справка об оценке достоверности информации о количестве и качестве геологических запасов месторождения углеводородного сырья, предусмотренная пунктом 13(1) Положения о государственной экспертизе запасов полезных ископаемых, геологической, экономической и экологической информации о предоставляемых в пользование участках недр, об определении размера и порядка взимания платы за ее проведение, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 11 февраля 2005 г. № 69 «О государственной экспертизе запасов полезных ископаемых, геологической, экономической и экологической информации о предоставляемых в пользование участках недр, размере и порядке взимания платы за ее проведение».

19. В отношении материалов, касающихся разработки месторождений углеводородного сырья, Федеральное агентство по недропользованию или

его территориальный орган одновременно с направлением на рассмотрение комиссии направляет в электронном виде в Министерство энергетики Российской Федерации следующую проектную документацию:

- технологическая схема опытно-промышленной разработки месторождения (залежей или участков залежей);
- технологическая схема разработки месторождения и дополнения к ней;
- технологический проект разработки месторождения и дополнения к нему.

Министерство энергетики Российской Федерации рассматривает проектную документацию в течение 7 дней со дня ее получения, после чего направляет в комиссию заключение о результатах рассмотрения, в том числе о рекомендуемом к согласованию варианте проектного решения.

20. Рассмотрение проектной документации (за исключением проектной документации на разработку месторождений углеводородного сырья) осуществляется комиссией или уполномоченным органом в течение 30 дней со дня представления материалов пользователем недр.

Рассмотрение проектной документации на разработку месторождений углеводородного сырья осуществляется комиссией в течение 30 дней со дня получения от учреждения, указанного в пункте 18(1) настоящего Положения, справки об оценке достоверности информации о количестве и качестве геологических запасов месторождения углеводородного сырья.

Срок рассмотрения проектной документации по уникальным и крупным месторождениям полезных ископаемых может быть увеличен, но не более чем на 30 дней.

По результатам рассмотрения проектной документации комиссия или уполномоченный орган принимает решение о согласовании проектной документации или о мотивированном отказе в согласовании проектной документации (в отношении углеводородного сырья – с обязательным учетом заключения Министерства энергетики Российской Федерации о результатах рассмотрения проектной документации), которое направляется пользователю недр в течение 7 дней со дня принятия.

21. Основаниями для принятия комиссией или уполномоченным органом решения об отказе в согласовании проектной документации являются:

- а) несоответствие проектной документации условиям пользования недрами, установленным в лицензии на пользование недрами, и (или) требованиям законодательства Российской Федерации;
- б) несоответствие данных, указанных в проектной документации, заключению государственной экспертизы запасов полезных ископаемых (за исключением проектной документации, предусмотренной подпунктами «в» и «г» пункта 13 настоящего Положения);
- в) несоответствие проектной документации требованиям к составу и содержанию проектной документации, предусмотренным пунктами 12 и 13 настоящего Положения.

22. В решении об отказе в согласовании проектной документации приводятся обоснование отказа и рекомендации по доработке проектной документации. Указанное решение подписывается председателем комиссии или лицом, его замещающим (руководителем уполномоченного органа или лицом, его замещающим).

23. Решение о согласовании проектной документации, за исключением документации по участкам недр местного значения, подписывается секретарем комиссии, утверждается ее председателем или лицом, его замещающим, скрепляется печатью Федерального агентства по недропользованию или его территориального органа.

Решение о согласовании документации по участкам недр местного значения подписывается руководителем уполномоченного органа или лицом, его замещающим.

24. Проектная документация, прошедшая согласование с комиссией (уполномоченным органом) в соответствии с настоящим Положением, утверждается пользователем недр.

25. Подготовка, согласование и утверждение изменений (дополнений), вносимых в проектную документацию, осуществляются в порядке, установленном для подготовки, согласования и утверждения проектной документации.

В случае внесения изменений в ранее согласованную проектную документацию исключительно в части мероприятий по обеспечению использования и утилизации попутного нефтяного газа в состав проектной документации, представляемой на согласование, включаются только те ее разделы (части), в которые вносятся изменения. При этом устанавливаются следующие сроки:

- рассмотрения Федеральным агентством по недропользованию (его территориальным органом) указанных материалов и направления их на рассмотрение комиссии и в Министерство энергетики Российской Федерации – в течение 3 дней со дня представления этих материалов пользователем недр;
- рассмотрения Министерством энергетики Российской Федерации указанных материалов и направления в комиссию заключения о результатах рассмотрения этих материалов – в течение 5 дней со дня их получения от Федерального агентства по недропользованию;
- рассмотрения комиссией указанных материалов – в течение 15 дней со дня представления этих материалов пользователем недр.



Правительство Российской Федерации

Постановление  
от 30 декабря 2015 г. № 1506\*

**О внесении изменений в пункт 6 Правил определения размера разовых платежей за пользование недрами на участках недр, которые предоставляются в пользование без проведения конкурсов и аукционов для разведки и добычи полезных ископаемых или для геологического изучения недр, разведки и добычи полезных ископаемых, осуществляемых по совмещенной лицензии, а также на участках недр, предлагаемых к включению в границы участка недр, предоставленного в пользование, в случае изменения его границ**

Правительство Российской Федерации постановляет:

1. Утвердить прилагаемые изменения, которые вносятся в пункт 6 Правил определения размера разовых платежей за пользование недрами на участках недр, которые предоставляются в пользование без проведения конкурсов и аукционов для разведки и добычи полезных ископаемых или для геологического изучения недр, разведки и добычи полезных ископаемых, осуществляемых по совмещенной лицензии, а также на участках недр, предлагаемых к включению в границы участка недр, предоставленного в пользование, в случае изменения его границ, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 4 февраля 2009 г. № 94 «О порядке определения размера разовых платежей за пользование недрами на участках недр, которые предоставляются в пользование без проведения конкурсов и аукционов для разведки и добычи полезных ископаемых или для геологического изучения недр, разведки и добычи полезных ископаемых, осуществляемых по совмещенной лицензии, а также на участках недр, предлагаемых к включению в границы участка недр, предоставленного в пользование, в случае изменения его границ» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2009, № 7, ст. 843; 2012, № 34, ст. 4740).

2. Настоящее постановление вступает в силу с 1 июля 2017 г.

Председатель Правительства Российской Федерации.

**Д. Медведев**

**Изменения, которые вносятся в пункт 6 Правил определения размера разовых платежей за пользование недрами на участках недр, которые предоставляются в пользование без проведения конкурсов и аукционов для разведки и добычи полезных ископаемых или для геологического изучения недр, разведки и добычи полезных ископаемых, осуществляемых по совмещенной лицензии, а также на участках недр, предлагаемых к включению в границы участка недр, предоставленного в пользование, в случае изменения его границ:**

1. В абзаце первом слова «прогнозные и перспективные» исключить.

2. Абзацы второй–седьмой изложить в следующей редакции:

«При этом перевод запасов и ресурсов из одной категории в другую для извлекаемых запасов нефти, природного газа, газового конденсата осуществляется по формуле:

$$AB_1C_{1усл}^{ybc} = A + B_1 + C_1 + 0,5 \times B_2 + 0,5 \times C_2 + 0,25 \times D_0 + 0,15 \times D_{л} + 0,1 \times (D_1 + D_2)$$

где:

$AB_1C_{1усл}^{ybc}$  – сумма условных запасов углеводородов промышленных категорий с учетом коэффициентов перевода из непромышленных категорий запасов и ресурсов;

$A, B_1, B_2, C_1, C_2$  – объем запасов углеводородов соответствующих категорий на основании данных государственного баланса запасов полезных ископаемых;

$D_0, D_{л}, D_1, D_2$  – объем ресурсов углеводородов соответствующих категорий, учтенных на участке недр».

3. Абзац двенадцатый изложить в следующей редакции:

$$\ll AB_1C_{1усл}^{ybc} = A + B_1 + C_1 + 0,5 \times B_2 + 0,5 \times C_2, \gg.$$

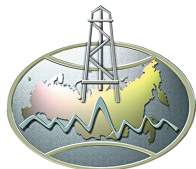
4. Дополнить абзацем следующего содержания:

« $B$  – объем запасов твердых полезных ископаемых соответствующей категории на основании данных государственного баланса запасов полезных ископаемых.».

\* Авторы–разработчики: Горюнов Л.Ю., Браткова В.Г., Соколов С.Н.

\* Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2015 г. № 1506





**Министерство природных ресурсов и экологии  
Российской Федерации**

**Приказ  
от 28 декабря 2015 г. № 564**

**Об утверждении требований к составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов\***

В соответствии с 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 февраля 2005 г. № 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, ст. 50, № 7171), Положением о Министерстве природных ресурсов и экологии Российской Федерации, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 11 ноября 2015 г. № 1219 (официальный портал правовой информации <http://www.pravo.gov.ru>, 17.11.2015), 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; 2014, № 9, ст. 922; 2015, № 2, ст. 491), приказываю:

1. Утвердить прилагаемые Требования к составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов.

\* Утверждено приказом Минприроды России от 28.12.2015 № 564

2. Признать утратившим силу приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 15 февраля 2011 г. № 34 «Об утверждении Требований к составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов» (зарегистрировано в Минюсте России от 29.03.2011 № 20319).

Министр  
**С.Е. Донской**

**Требования к составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов\***

**I. Общие положения**

1. Настоящие Требования разработаны в соответствии с 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 февраля 2005 г. № 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), 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), и содержат требования к составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов (далее – материалы по подсчету запасов).

2. В соответствии с 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 февраля 2005 г. № 69, государственная экспертиза может проводиться на любой стадии геологического изучения месторождения полезных ископаемых при условии, что представляемые геологические материалы позволяют дать объективную оценку количества и качества запасов полезных ископаемых, их промышленного значения, горнотехнических, гидрогеологических, экологических и других условий их добычи.

\* Авторы-разработчики: Шпуров И.В., Ульянов В.С., Гутман И.С., Зыкин М.Я., Джансугурова Ж.С., Браткова В.Г., Линде Т.П., Трофимова О.В., Горюнов Л.Ю., Ямпольский К.П.

3. Материалы по подсчету запасов, подготовленные в соответствии с настоящими Требованиями, направляются заявителем в адрес Федерального агентства по недропользованию в 2 экземплярах на бумажном носителе и в 1 – на электронном носителе.

## **II. Требования к составу представляемых на государственную экспертизу материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов**

4. Материалы по подсчету геологических запасов нефти и горючих газов представляются на государственную экспертизу заявителем в виде отчета, состоящего из текстовой части и текстовых, табличных, графических приложений и тома первичной документации.

5. Текстовая часть отчета состоит из следующих разделов:

- 1) список авторов;
- 2) содержание отчета;
- 3) введение;
- 4) общие сведения о районе работ и месторождении полезных ископаемых;
- 5) сведения о геологическом строении района и месторождения полезных ископаемых;
- 6) сведения о геологоразведочных работах;
- 7) сведения об использовании данных сейсморазведки для подсчета запасов;
- 8) сведения о геофизических исследованиях скважин, методика и результаты интерпретации полученных данных;
- 9) сведения о нефтегазоносности месторождения;
- 10) сведения о гидрогеологических и геокриологических условиях;
- 11) физико-литологическая характеристика коллекторов продуктивных пластов и покрышек по результатам исследования керна;
- 12) сведения о составе и свойствах нефти, газа и конденсата, оценка промышленного значения их попутных полезных компонентов;
- 13) сведения о разработке месторождения;
- 14) обоснование подсчетных параметров и подсчет запасов нефти, газа и содержащихся в них попутных полезных компонентов;
- 15) обоснование коэффициентов извлечения нефти (КИН), коэффициентов извлечения конденсата (КИК) и коэффициентов извлечения газа (КИГ) по месторождениям, находящимся в разведке;
- 16) информация о построении трехмерной геологической модели\*;
- 17) сопоставление подсчитанных запасов полезных ископаемых с числящимися на государственном балансе запасов полезных ископаемых и с ранее утвержденными;
- 18) информация о мероприятиях по охране недр и окружающей среды\*;
- 19) обоснование подготовленности месторождения (залежи) для промышленного освоения\*;
- 20) анализ качества и эффективности геологоразведочных работ;

\* При государственной экспертизе материалов по оперативному изменению состояния запасов полезных ископаемых данные разделы не представляются.

21) сведения о параметрах, влияющих на вязкость, проницаемость и стратиграфическую принадлежность;

22) заключение;

23) список использованных материалов.

6. При повторном представлении материалов по подсчету запасов приводятся сведения о дополнительно проведенных работах, дается подробное изложение их методики, а также оценка качества, эффективности и результатов, обоснование внесенных изменений подсчетных параметров и запасов, полученных ранее при геолого-промышленной оценке месторождения. Сведения о месторождении, оставшиеся без изменения, приводятся со ссылкой на предыдущий отчет. По разрабатываемым месторождениям, на которых после предыдущего представления материалов по подсчету запасов геологоразведочные работы не проводились, разделы «Геологоразведочные работы» и «Анализ качества и эффективности геологоразведочных работ» исключаются.

7. В раздел «Список авторов» включаются:

- 1) сведения об авторах отчета: фамилия, имя, отчество, должность, место работы;
- 2) перечень разделов отчета и приложений, в составлении которых принимал участие данный специалист.

8. В раздел «Содержание отчета» включаются:

- 1) оглавление отчета с наименованием глав, разделов, подразделов и указанием их постраничного размещения;
- 2) перечень текстовых приложений с указанием номера, названия, которое раскрывает содержание, и их постраничное размещение;
- 3) перечень табличных приложений с указанием номера, названия, которое раскрывает содержание, и их постраничное размещение;
- 4) перечень графических приложений с указанием их наименования, масштаба и количества листов;
- 5) перечень рисунков, графиков и иллюстраций, размещенных в тексте отчета.

9. В раздел «Введение» включаются:

- 1) год открытия месторождения, для разрабатываемых месторождений – год ввода месторождения в разработку;
- 2) экономическая освоенность района месторождения: транспортные коммуникации, расстояния до ближайшей железнодорожной станции, порта, населенного пункта, наличие в районе других разведанных или разрабатываемых месторождений, расстояние до действующего или строящегося нефтепровода или газопровода;
- 3) данные об административном и географическом положении месторождения;
- 4) информация о пользователе недр и условиях пользования недрами, реквизиты лицензии на пользование недрами;

5) намечаемые сроки промышленного освоения месторождения (для новых разведанных месторождений);

6) информация о проведенной ранее экспертизе запасов (дата, номер заключения, в случае возврата материалов без проведения экспертизы запасов – причины возврата);

7) утвержденные запасы полезных ископаемых по категориям, накопленная добыча нефти, газа и конденсата на дату предыдущего подсчета;

8) сведения о выполнении рекомендаций государственной экспертизы, данных при предыдущем рассмотрении материалов.

10. В раздел «Общие сведения о районе работ и месторождении полезных ископаемых» включаются данные, содержащие природно-климатические условия района месторождения (среднемесячные, среднегодовые и экстремальные значения температуры, годовые и кратковременные максимальные суммы осадков, преобладающее направление ветров и их сила, распределение и толщина снежного покрова, глубина сезонного промерзания почвы; рельеф, гидрографическая сеть, заболоченность местности, растительность, характеристика имеющихся близ месторождения полезных ископаемых или на его площади поверхностных водотоков, водоемов и возможность их использования для питьевого и технического водоснабжения будущего предприятия по добыче нефти и газа; сейсмичность района).

11. В раздел «Сведения о геологическом строении района и месторождения полезных ископаемых» включаются:

1) краткие сведения о геологическом строении района; положение месторождения в общей геологической структуре района; принятая стратиграфическая схема; краткое описание комплекса отложений, слагающих разрез месторождения, с указанием возраста, пространственного распространения стратиграфических единиц, их толщины и выдержанности;

2) перечень продуктивных пластов и их индексация; характеристика продуктивных пластов и пластов-флюидоупоров, разделяющих продуктивные пласты между собой, – пределы колебаний толщины с указанием ее средних и наиболее характерных величин; оценка степени выдержанности толщины коллектора продуктивного пласта в пределах площади месторождения; общие пространственные закономерности строения пластов в данном регионе, положение и границы зон замещения и выклинивания;

3) основные сведения о характере тектоники месторождения: складчатые структуры – тип, форма, размеры, направление осей складок, изменение углов падения пород на крыльях, структурные и возрастные взаимоотношения отложений; разрывные нарушения – элементы залегания, характер и амплитуда смещения. Влияние разрывных нарушений на морфологию и условия залегания нефтегазоносных пластов;

4) фактические данные полевых геофизических исследований, структурного бурения, материалы, полученные в процессе разведки, а для разрабатываемых месторождений – материалы разведки и разработки;

5) для разрабатываемых месторождений, запасы которых ранее утверждались, – сопоставление данных о строении месторождения по предыдущим материалам с дополнительно полученными при доразведке и разработке, анализ выявленных расхождений, оценка достоверности данных предшествующих геологоразведочных работ;

6) для разрабатываемых месторождений, представления о геологическом строении которых не претерпели изменений, – краткая геологическая характеристика со ссылкой на отчет, где эти сведения были приведены ранее.

12. В раздел «Сведения о геологоразведочных работах» включается:

1) сведения об объеме, достигнутой плотности сейсмопрофилей (на единицу площади, в соответствии со стадией геологоразведочных работ), времени проведения сейсмических исследований; применяемых модификациях сейсморазведки: сухопутная или морская, двухмерная (2Д), объемная (3Д, 4Д), многоволновая (МВС), высокоразрешающая (ВРС);

2) сведения о технических и математических средствах (системах) регистрации и обработки данных; методика наблюдений и обработки; результаты обработки: разрезы, горизонтальные и погоризонтные сечения, объемные отображения; комплексирование с геофизическим исследованием скважин (ГИС), сейсмокаротажем (СК, ВСП) и другими геофизическими методами (электро-, грави-, магниторазведка, дистанционные методы);

3) сведения о наличии или отсутствии проекта на проведение геологоразведочных работ; обоснование системы разведки месторождения: количество и система размещения скважин на разных этапах, расстояния между скважинами; проектные нагрузки на скважины при отборе керна по всему разрезу и по продуктивным пластам, комплекс способов опробования пластов; целевое назначение пробуренных скважин, их диаметр, конструкция, технология бурения, глубина и техническое состояние; данные о выносе керна по скважинам по всему разрезу и отдельно по продуктивным пластам; освещенность керном нефтегазонасыщенных интервалов;

4) состояние фонда пробуренных скважин на дату подсчета запасов полезных ископаемых, количество ликвидированных скважин и причины их ликвидации, число скважин, вскрывших продуктивную часть разреза и законтурных; при повторном подсчете запасов полезных ископаемых включаются сведения о состоянии фонда всех пробуренных скважин на дату подсчета запасов полезных ископаемых, анализ соответствия ранее принятой методики геологоразведочных работ и системы размещения разведочных скважин геологическому строению месторождения;

5) методика и результаты опробования скважин, условия вскрытия пластов, условия вызова притоков, сведения об интенсификации притоков, продолжительность замеров притоков нефти и газа, производительность скважин, устойчивость дебитов при разных режимах, условия очистки забоя, пластовые и забойные давления, депрессии, газосодержание, содержание конденсата; использование пластоиспытателей на трубах и на кабеле и полученные результаты.

13. В раздел «Сведения об использовании данных сейсморазведки для подсчета запасов» включаются:

- 1) методика и техника полевых работ, качество исходных сейсмограмм с иллюстрациями (3–5 штук);
- 2) обработка исходных сейсмограмм с иллюстрацией 5–10 временных разрезов по выделенным объектам подсчета запасов углеводородного сырья (УВС);
- 3) методика кинематической интерпретации сейсмических данных, включая:
  - а) описание качества целевых отражающих горизонтов (ОГ); возможное их отображение на разрезах мгновенных фаз, акустических импедансов, эффективных коэффициентов отражений (ЭКО) и других, стратиграфическую привязку ОГ;
  - б) выделение тектонических нарушений с иллюстрацией их на временных разрезах, когерентности, спектрально-временных атрибутов;
  - в) изучение скоростной характеристики среды;
  - г) методика построения структурных карт и глубинных кубов;
  - д) обоснование точности структурных построений способами стандартных отклонений, валидации, скользящего экзамена и выбор сечения карт при средне-квадратической погрешности определения глубин равной или больше 1,3, чтобы доверительная вероятность структурной сейсмической основы была равной или больше 0,8;
- 4) динамическая интерпретация сейсмических данных:
  - а) определение атрибутов;
  - б) комплексная количественная интерпретация атрибутов;
  - в) качественный сейсмофациальный анализ волнового поля;
  - г) построение карт и кубов распространения коллекторов;
  - д) построение карт и кубов параметров фильтрационно-емкостных свойств;
- 5) геологическое использование сейсмических результатов;
- 6) использование сейсмических результатов при определении подсчетных параметров и подсчета запасов УВС.

14. В раздел «Сведения о геофизических исследованиях скважин, методика и результаты интерпретации полученных данных» включаются:

- 1) объем проведенных ГИС; для каждого подсчетного объекта – комплекс применявшихся методов и его обоснование для различных групп скважин (поисково-разведочные, эксплуатационные, горизонтальные); перечень скважин каждой группы; эффективность использования комплекса; техника проведения работ (типы и размеры зондов, масштабы и скорость записи кривых, физические свойства промывочной жидкости), их качество; применяемая аппаратура;
- 2) методика интерпретации полученных материалов ГИС; принципы и критерии, положенные в основу корреляции разреза, выделения коллекторов, оценки характера насыщенности (нефть, газ, вода) с установлением межфлюидных контактов, коэффициентов пористости, нефтегазонасыщенности, проницаемости. При использовании различных методик для различных объектов подсчета за-

пасов полезных ископаемых, типов коллекторов, скважин приводятся таблицы результатов интерпретации применяемой методики для каждого пластопересечения;

3) обоснование достоверности результатов интерпретации. При выделении коллекторов обоснование достоверности результатов интерпретации приводится по данным поинтервальных опробований и гидродинамических исследований приборами на каротажном кабеле; при использовании для выделения коллекторов количественных критериев приводится их обоснование по данным выделения коллекторов в базовых скважинах по качественным признакам с использованием стандартного и специального комплекса ГИС, а также петрофизических исследований. При оценке характера насыщенности обоснование достоверности результатов интерпретации приводится по данным поинтервальных опробований и гидродинамических исследований приборами на каротажном кабеле, данным геолого-технологических исследований (ГТИ), описания керна, исследования керна с установлением критических значений петрофизических параметров на границе вода – продукт. При определении пористости обоснование достоверности результатов интерпретации приводится путем сопоставления данных прямых определений водонасыщенности по керну из скважин на безводной промывочной жидкости с данными косвенных определений водонасыщенности с учетом положения пласта над уровнем контакта вода – продукт. При определении проницаемости обоснование достоверности результатов интерпретации приводится путем сопоставления данных по керну и гидродинамических исследований;

4) обоснование целесообразности изменения методики интерпретации и ее эффективность – в случае повторного представления материалов по подсчету запасов в Федеральное агентство по недропользованию; сопоставление результатов определения подсчетных параметров по данным представляемого и предыдущего отчетов (приводится ссылка на соответствующий отчет по подсчету запасов);

5) обоснование положения межфлюидных контактов. Обоснование абсолютных отметок разделов нефть – вода, нефть – газ и газ – вода для каждой залежи отдельно по данным геофизических исследований и апробирования скважин, принятых положений межфлюидных контактов. В отношении испытанных скважин обоснование положения межфлюидных контактов приводится в виде таблиц, содержащих условия, опробования, глубины залегания продуктивного пласта, глубины и абсолютные отметки интервалов перфорации, результаты опробования. В отношении неиспытанных скважин обоснование положения межфлюидных контактов приводится в виде характеристики продуктивных отложений по данным ГИС. В случае сложной поверхности водонефтяного контакта (далее – ВНК) и газовой контакта (далее – ГВК) прилагаются карты поверхностей этих контактов.

15. В раздел «Сведения о нефтегазонасыщенности месторождения» включаются:



1) краткие сведения о нефтегазоносности района; характеристика нефтегазоносности вскрытого разреза, перечень пластов с промышленной продуктивностью, а также пластов с предполагаемой продуктивностью, обоснование предполагаемой продуктивности;

2) характеристика каждой залежи: тип, размеры (длина, ширина, высота), абсолютные отметки межфлюидных контактов (ГНК, ГВК, ВНК) с их обоснованием, коэффициент доли коллекторов, расчлененность, эффективная нефтегазонасыщенная толщина продуктивного пласта (для трех последних параметров – пределы изменения в скважинах и средние значения) в пределах нефтяной, водонефтяной, газовой, газонефтяной и газовой зон и их изменение по площади и разрезу, доли этих зон в общем объеме залежи, естественный режим;

3) общее количество поисково-разведочных скважин, пробуренных в пределах залежи, количество испытанных скважин и объектов, в том числе давших промышленные притоки, с указанием пределов изменения дебитов; год ввода скважин в эксплуатацию; общее количество эксплуатационных скважин, в том числе добывающих, с указанием пределов изменения начальных и максимальных дебитов; общее количество поисково-разведочных и эксплуатационных скважин, пересекших межфлюидные контакты;

4) при наличии в продуктивном пласте в пределах месторождения нескольких залежей допускается представление указанных в настоящем пункте характеристик в табличной форме.

16. В раздел «Сведения о гидрогеологических и геокриологических условиях» включаются:

1) объем, содержание и методика гидрогеологических исследований и наблюдений; водоносные интервалы, опробованные в колонне и в открытом стволе пластоиспытателем и выделенные только по материалам ГИС; количество водоносных объектов, отобранных по ним проб воды и растворенного в ней газа, данные анализов этих проб; кривые восстановления пластового давления, прослеживания динамического уровня, результаты замеров устьевых давлений, дебитов, температуры; оценка полноты и качества проведенных работ (при большом объеме данные оформляются в виде таблицы);

2) характеристика водоносных горизонтов: глубина их залегания, вещественный и гранулометрический состав, распространение и фациальная изменчивость водовмещающих пород по площади и разрезу, фильтрационные и емкостные свойства водовмещающих пород, дебиты скважин и соответствующие им депрессии или уровни; характеристика гидродинамической системы: напоры вод по отдельным водоносным горизонтам, гидродинамическая связь горизонтов, их положение в гидродинамической системе района, данные о пластовом давлении в законтурной части залежи и приемистости скважин;

3) физические свойства и химический состав подземных вод (результаты специальных исследований, включающих определение содержания растворенных

газов и коэффициента сжимаемости), минерализация, жесткость, агрессивность по отношению к цементу и металлу; содержание в подземных водах йода, бора, брома и других полезных компонентов, оценка возможности их промышленного извлечения и определение необходимости постановки в дальнейшем специальных геологоразведочных работ;

4) характеристика законтурной зоны продуктивных горизонтов по данным разведки: к какому комплексу принадлежит горизонт, химический и газовой состав вод, температура и пластовое давление на уровне ВНК или ГВК, физические свойства пластовой воды (рекомендуется использование результатов пьезометрических наблюдений); возможный режим дренирования залежи;

5) заключение о возможности использования подземных вод в теплоэнергетических, бальнеологических и мелиоративных целях, для питьевого и технического водоснабжения;

6) наличие зон многолетнемерзлых пород, их распространение и глубина залегания, толщина и ее изменение по площади; температура и ее распределение по разрезу; результаты наблюдений по сезонному оттаиванию многолетнемерзлых пород; возраст многолетнемерзлых пород, их гранулометрический и минеральный состав, содержание водорастворимых солей, содержание и распределение в породах льда, объемная льдистость, макрольдистость, наличие погребенных пластовых льдов; наличие межмерзлотных и подмерзлотных вод, их химический состав, дебиты, температура, агрессивность по отношению к цементу и металлу; прогноз изменения геокриологических условий в процессе разработки месторождения; рекомендации по предупреждению развития явлений, которые могут осложнить ход разработки месторождения;

7) при наличии результатов специальных исследований – краткие выводы по данным этих исследований и возможность их использования при изучении гидрогеологических и геокриологических особенностей месторождения.

17. В раздел «Физико-литологическая характеристика коллекторов продуктивных пластов и покрышек по результатам исследования керна» включаются:

1) анализ представительности кернового материала для оценки фильтрационно-емкостных свойств коллекторов подсчетных объектов; сохранность керна; методика и результаты привязки керна к разрезу; организация и методика исследования керна, применяемая петрофизическая аппаратура;

2) по каждому продуктивному пласту для коллекторов: литологическая характеристика по данным литологического и петрофизического анализа; распределение емкостных и фильтрационных характеристик – открытая пористость, кавернозность, трещиноватость, распределение пор по размерам, остаточная водо- и нефтенасыщенность по данным прямых и косвенных методов исследования, гранулометрический состав (для терригенных пород), карбонатность, естественная радиоактивность;

3) корреляционные связи между фильтрационно-емкостными характеристиками пород-коллекторов; обоснование типов коллекторов; характеристика

смачиваемости; методика и результаты обоснования численных значений фильтрационно-емкостных свойств на границе «коллектор – неколлектор»;

4) методика и результаты построения основных петрофизических связей, используемых для количественной интерпретации данных ГИС; выбор представительной коллекции для этих построений; обоснование возможности использования обобщенных по нескольким подсчетным объектам петрофизических зависимостей;

5) методика и результаты формирования базовых пластопересечений для построения петрофизических связей типа «керна – ГИС» и обоснования достоверности определения подсчетных параметров по данным ГИС;

6) характеристика литологических свойств пород-покрышек.

18. В раздел «Сведения о составе и свойствах нефти, газа и конденсата, оценка промышленного значения их попутных полезных компонентов» включаются:

1) методика и условия отбора глубинных проб – глубина отбора, пластовое давление, пластовая температура; число и качество глубинных и отобранных на поверхности проб по продуктивным пластам; методы исследования и проводившая их лаборатория (центр), имеющая аттестат аккредитации испытательной лаборатории (центра в системе аккредитации аналитических лабораторий (центров)); обоснование полноты изученности состава и свойств нефти и газа на каждом пласту (залежи), площади и разрезу;

2) физико-химическая характеристика нефти, газа и конденсата в пластовых и стандартных условиях: плотность, вязкость, газосодержание, объемный коэффициент, коэффициент сжимаемости, состав и др.; изменчивость отдельных показателей состава и свойств по площади залежи и разрезу и их средние значения по каждой залежи;

3) товарная характеристика нефти, конденсата и газа: фракционный состав, теплота сгорания, содержание серы, смол, асфальтенов, масел, парафина, воды, солей, механических примесей.

19. В раздел «Сведения о разработке месторождения» включаются:

1) при реализации проекта опытной (пробной) эксплуатации поисковой скважины, проекта пробной эксплуатации единичных разведочных скважин, проекта пробной эксплуатации месторождения (залежи) данные, содержащие сведения о количестве скважин, находящихся в пробной эксплуатации; времени работы каждой скважины; количестве добытых нефти, газа, конденсата и воды по каждой скважине и залежи; изменении депрессии и дебитов нефти и газа, динамике пластовых давлений за время опытной эксплуатации отдельных скважин; методах и результатах обработки призабойных зон с целью интенсификации притока; величине потерь нефти, газа, конденсата и воды в процессе опробования и исследования скважин или их аварийного фонтанирования. По газовым залежам представляются результаты отбора газа с учетом потерь, начальные и текущие пластовые давления и другие данные, необходимые для подсчета запасов газа методом падения давления;

2) при реализации технологической схемы разработки месторождения, технологического проекта разработки месторождения данные о проектной и фактической годовой добычи по разрабатываемым пластам нефти или газа, суммарной добычи за время разработки нефти, газа, конденсата и воды; сведения о фактическом извлечении содержащихся в них компонентов при добыче и переработке сырья, анализ результатов разработки каждой залежи, характеристика системы разработки и соответствие ее проектным документам; изменения депрессий и дебитов нефти, газа, конденсата и воды с начала разработки на дату подсчета запасов, изменения пластового давления и газосодержания, степени обводненности извлекаемой из недр продукции; количество закачиваемой воды и других агентов; депрессии на пласт, взаимовлияние скважин; методы интенсификации добычи нефти, газа и конденсата и их эффективность, методы повышения степени извлечения нефти и конденсата из недр, текущие коэффициенты извлечения нефти и конденсата; результаты замеров уровней жидкости в пьезометрических скважинах.

20. В раздел «Обоснование подсчетных параметров и подсчет запасов нефти, газа и содержащихся в них попутных полезных компонентов» включаются:

1) обоснование принятого метода подсчета запасов полезных ископаемых и его соответствие особенностям геологического строения месторождения и степени его изученности;

2) обоснование принятой для подсчета запасов геологической модели месторождения; обоснование принятых при подсчете принципов и общее описание способов геометризации залежей – интерполяционные программы, использованные для построения карт, программы корреляции разрезов и построения геологических разрезов;

3) обоснование принятых величин подсчетных параметров; оценка представительности результатов определения подсчетных параметров разными методами (по керну и ГИС) и обоснование величин граничных значений открытой пористости, проницаемости и эффективной нефтегазонасыщенности; при повторном подсчете запасов – сопоставление принятых подсчетных параметров с ранее утвержденными, анализ причин изменения подсчетных параметров с приведением конкретного фактического материала, обосновывающего изменение принятых величин;

4) при применении метода аналогии – исходные данные, подтверждающие правильность выбора параметров подсчета по аналогам (месторождениям, залежам полезных ископаемых), и дается обоснование возможности переноса данных на оцениваемое месторождение (залежь);

5) при подсчете запасов нефти объемным методом по нефтяным объектам – данные по обоснованию и расчетам площади нефтеносности (в соответствии с принятыми положениями ВНК и ГНК, линий выклинивания или замещения пород-коллекторов продуктивного пласта), эффективной нефтенасыщенной толщины и объему нефтенасыщенных пород, среднего коэффициента открытой

пористости (трещиноватости, кавернозности), среднего коэффициента нефтенасыщенности, средних значений плотности нефти, пересчетного коэффициента, газосодержания нефти в пластовых условиях. Сопоставляются средние значения пористости (трещиноватости, кавернозности) и нефтенасыщенности, определенные разными методами;

б) при подсчете запасов объемным методом по газовым объектам – данные по обоснованию и расчетам площади газоносности (в соответствии с принятыми положениями ГВК или ГНК, линий выклинивания или замещения пород-коллекторов продуктивного пласта), эффективной газонасыщенной толщины и объему газонасыщенных пород, среднего коэффициента открытой пористости (трещиноватости, кавернозности), среднего коэффициента газонасыщенности, показателей начального и текущего пластового давления с указанием условий их замеров, среднего значения давлений, поправки на температуру и на отклонение от закона Бойля – Мариотта; среднего содержания конденсата в газе;

7) при подсчете запасов полезных ископаемых методом падения давления по разрабатываемым месторождениям газа – данные по обоснованию и расчетам начального и текущего положения ГВК, начального пластового давления и температуры, газогидродинамической связи залежей месторождения; степени дренируемости отдельных частей залежи; режима работы залежи и отдельных ее частей; динамики вторжения пластовой воды; потери или перетоки газа; объемы отбора газа, конденсата и воды по скважинам и залежи;

8) при подсчете запасов нефти и газа по разрабатываемым месторождениям методом материального баланса обосновываются режим работы залежи, характер ее разбуренности и эксплуатационная характеристика; выбор расчетного варианта, объекта и дат подсчета; данные за период с начала разработки на каждую дату подсчета (накопленная добыча нефти, растворенного газа, свободного газа, воды, общее количество закачанных в пласт воды и газа, количество вошедшей в залежь пластовой воды); средние пластовые давления, пластовая температура; объемный коэффициент пластовой нефти, коэффициент сжимаемости пластовой нефти, давление насыщения; начальная и текущая растворимость газа в нефти, объемный начальный и текущий коэффициенты пластового газа; объемный коэффициент пластовой воды, коэффициент сжимаемости воды; коэффициент сжимаемости пород-коллекторов; отношение объема газовой шапки к объему нефтенасыщенной части залежи (для нефтегазовых залежей);

9) обоснование категорий запасов полезных ископаемых производится по каждому объекту подсчета запасов;

10) подсчет запасов нефти, газа и содержащихся в них попутных полезных компонентов производится отдельно для газовой, нефтяной, газонефтяной, водонефтяной и газоневфтоводной зон по типам коллекторов для каждой залежи и по месторождению в целом с обязательной оценкой перспектив всего месторождения;

11) запасы содержащихся в нефти и газе попутных полезных компонентов, имеющих промышленное значение, подсчитываются в границах подсчета запасов нефти и газа.

При подсчете запасов полезных ископаемых средние подсчетные значения приводятся в следующих величинах:

– толщина – в метрах;

– давление – в мегапаскалях с точностью до десятых долей единицы;

– площадь – в тысячах квадратных метров;

– плотность нефти, конденсата и воды – в граммах на один кубический сантиметр, а газа – в килограммах на один кубический метр (с точностью до тысячных долей единицы);

– газосодержание – в кубических метрах на тонну;

– коэффициенты пористости и нефтегазонасыщенности – в долях единицы с округлением до сотых долей;

– пересчетный коэффициент, поправки на свойства газа и температуру – в долях единицы с округлением до тысячных долей;

– запасы нефти, конденсата, этана, пропана, бутанов, серы и металлов – в тысячах тонн, газа – в миллионах кубических метров;

– запасы гелия и аргона – в тысячах кубических метров.

Параметры и результаты подсчета запасов даются в табличной форме.

При использовании вероятностного метода обосновываются вероятностные характеристики каждого подсчетного параметра: интервал изменения и функция распределения. Распределение вероятностей величины запасов нефти и газа моделируется методом Монте-Карло по вероятностным характеристикам каждого параметра.

21. В раздел «Обоснование коэффициентов извлечения нефти (КИН), коэффициентов извлечения конденсата (КИК) и коэффициентов извлечения газа (КИГ) для месторождений, находящихся в разведке» обоснование представляется на основе метода аналогии или статистических методов, последнего технического проекта на разработку месторождений (залежей или участков залежей) углеводородного сырья, предусмотренного подпунктом «б» пункта 9 Положения о подготовке, согласовании и утверждении технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых и иной проектной документации на выполнение работ, связанных с пользованием участками недр, по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 3 марта 2010 г. № 118 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2010, № 10, ст. 1100; 2011, № 32, ст. 4846; 2014, № 14, ст. 1648; 2015, № 2, ст. 480, № 44, ст. 6128, № 52, ст. 7618), согласованного и утвержденного пользователем недр в соответствии со статьей 23.2 Закона Российской Федерации «О недрах», протокола об утверждении заключения государственной экспертизы, предусмотренной 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 февраля 2005 г. № 69.

22. В раздел «Информация о построении трехмерной геологической модели» включаются:

1) сведения о цели построения геологической модели, программном продукте, в котором произведено моделирование, объектах моделирования с обоснованием выделенных областей моделирования. При этом к каждой геологической модели прилагается описание структуры и наполнения проекта;

2) перечень исходной информации, на основе которой проводится геологическое моделирование: сейсмические структурные поверхности по основным ОГ, поверхности и полигоны тектонических нарушений, данные ГИС, результаты корреляции разрезов скважин, результаты интерпретации данных ГИС, используемые результаты динамического анализа (атрибуты) или прогнозные карты параметров, карты фаций;

3) описание методики построения структурного каркаса включает:

– обоснование типа и размерности сетки геологической модели, указываются используемые алгоритмы интерполяции, обосновывается геометрия ячеек принята в каждой модели;

– таблицу с указанием количества ячеек по X, Y, Z, минимальной толщиной слоя по Z, принятой геометрии ячеек;

– при необходимости приводится таблица скважин с величинами поправок в данные инклинометрии с указанием удлинений на каждый продуктивный пласт;

– в качестве примера в виде рисунков приводятся структурные карты и карты общих толщин;

– приводится подтверждаемость структурных построений фактическими данными по скважинам.

4) в ходе литолого-фациального моделирования описание методики моделирования эффективных толщин продуктивных пластов. Дается краткая характеристика особенностей условий осадконакопления, приводятся характеристики фациальных комплексов. Приводится методика использования данных сейсморазведки. Дается обоснование граничных условий, приводятся граничные значения параметров для выделения коллекторов. При использовании вертикальных и горизонтальных трендов приводятся сами тренды, обосновываются ранги вариограмм, принятых для моделирования. Приводятся гистограммы распределения толщин, геолого-статистические разрезы (ГСР) по скважинам и кубу литологии, дается их анализ и степень сходимости;

5) при моделировании коэффициента пористости описание методики построения куба пористости, применяемые алгоритмы интерполяции, описание моделирования коэффициента пористости при приближении к зонам замещения

коллектора. Приводятся гистограммы распределения и ГСР коэффициентов пористости по скважинам и кубу пористости, при наличии расхождений требуется объяснение причин расхождений;

6) при геометризации залежей описание методики построения поверхностей ГВК (газоводяной контакт), ВНК (водонефтяной контакт). В случае сложных поверхностей межфлюидных контактов приводятся карты этих поверхностей;

7) при моделировании коэффициента нефтегазонасыщенности описание методики построения куба нефтегазонасыщенности. В случае проведения анализа влияния разработки приводятся списки скважин, не участвующих в моделировании коэффициента нефтегазонасыщенности. В случае использования модели переходной зоны эти модели приводятся в графическом и аналитическом виде. Указывается, как проводилось моделирование до уровня ВНК (ГВК) или до зеркала чистой воды (ЗЧВ). В случае использования модели переходной зоны, полученной по данным капилляриметрии, приводится сопоставление с результатами обработки данных ГИС. Для объектов, имеющих газовые шапки, указывается используемая величина коэффициента остаточной нефтенасыщенности;

8) при моделировании коэффициента проницаемости описание методики построения куба коэффициента проницаемости приводятся петрофизические зависимости, используемые при моделировании;

9) таблица сопоставления подсчетных параметров и величин запасов, полученных в трехмерной геологической модели с приведенными в сводной таблице подсчетных параметров. В случае превышения расхождения сопоставления подсчетных параметров и величин запасов, полученных в трехмерной геологической модели с приведенными в сводной таблице подсчетных параметров более чем на 5%, приводится дополнительное объяснение.

В тексте раздела в качестве иллюстраций в виде рисунков могут быть приведены карты эффективных толщин, коэффициентов пористости и нефтегазонасыщенности.

Дополнительно карты коэффициентов пористости и нефтегазонасыщенности приводятся в виде графических приложений.

23. В раздел «Сопоставление подсчитанных запасов полезных ископаемых с числящимися на государственном балансе запасов полезных ископаемых и с ранее утвержденными» включаются:

1) при подсчете запасов полезных ископаемых приводится сопоставление подсчитанных запасов нефти, газа и содержащихся в них попутных полезных компонентов с запасами, числящимися на государственном балансе запасов полезных ископаемых, с указанием причин расхождений;

2) при повторном подсчете проводится сопоставление вновь подсчитанных запасов нефти, газа и содержащихся в них попутных полезных компонентов с запасами, ранее утвержденными органами государственной экспертизы, с указанием причин расхождений;



3) сопоставление запасов полезных ископаемых приводится по каждой залежи и месторождению в целом раздельно по категориям.

24. В раздел «Информация о мероприятиях по охране недр и окружающей среды» включается:

1) характеристика окружающей среды в районе месторождения полезных ископаемых.

Описание экологической обстановки включает детальную характеристику физико-географических и климатических условий района месторождения полезных ископаемых, почвы и растительности, животного мира, а также ценное значение природных объектов и их функций;

2) оценка влияния разработки месторождения полезных ископаемых на расположенные вблизи населенные пункты, особо охраняемые природные территории, леса и иную растительность, животный мир, почвы, водотоки и водоемы и на залежи других полезных ископаемых, на тепловой режим в зонах многолетнемерзлых пород;

3) необходимость и способы очистки попутно извлекаемых подземных вод для их обратной закачки в пласты или захоронения; предлагаемые способы охраны от истощения или загрязнения поверхностных водных объектов и подземных вод, которые используются или могут быть использованы для хозяйственных нужд. В случае необходимости закачки попутно извлекаемых подземных вод в другие водоносные горизонты приводятся данные исследования, обосновывающие возможность закачки;

4) предлагаемые способы охраны окружающей среды от опасных отходов при применении новых методов воздействия на пласт (внутрипластовое горение, кислотная обработка призабойной зоны).

25. В раздел «Обоснование подготовленности месторождения (залежи) для промышленного освоения» включаются данные о выполнении требований к изученности геологического строения месторождения в отношении положения в разрезе, типа и геометрии залежей, определения закономерностей изменения количественных и качественных характеристик продуктивных пластов (залежей), состава и свойств нефти, газа и содержащихся в них попутных полезных компонентов, гидрогеологических, горно-геологических, геокриологических и других природных условий разработки месторождения полезных ископаемых, а также соблюдении других условий отнесения месторождения к подготовленным к промышленному освоению, предусмотренных в нормативных правовых актах.

26. В раздел «Анализ качества и эффективность геологоразведочных работ» включаются:

1) точность проведения сейсмических исследований и оценка степени соответствия их результатов данным поискового и разведочного бурения; соотношение количества поисковых и разведочных скважин, оказавшихся в контуре залежей, и общего количества пробуренных скважин;

2) количество поисковых и разведочных скважин, в том числе ликвидированных как выполнивших геологическое назначение и по техническим причинам;

3) запасы нефти и газа, приходящиеся на одну скважину и на 1 м проходки поисково-разведочного бурения; фактические затраты на 1 м проходки, 1 т геологических запасов нефти и 1000 м<sup>3</sup> запасов газа промышленных категорий.

27. В раздел «Сведения о параметрах, влияющих на вязкость, проницаемость и стратиграфическую принадлежность» включаются:

1) материалы по определению вязкости, проницаемости и стратиграфической принадлежности;

2) материалы (сертификаты), подтверждающие компетентность и право лабораторий и институтов проводить соответствующие анализы;

3) материалы, описывающие условия отбора проб или образцов, их количество и степень охарактеризованности всего объема подсчетного объекта.

28. В раздел «Закключение» включаются:

1) основные выводы о степени изученности геологического строения, количестве и качестве запасов нефти, газа и конденсата, комплексном использовании запасов месторождения, гидрогеологических, горнотехнических и геокриологических условиях разработки месторождения; выполнение плана по срокам представления отчета с подсчетом запасов полезных ископаемых на рассмотрение государственной экспертизы, определенным в лицензии на пользование недрами;

2) оценка общих перспектив месторождения, рекомендации по продолжению геологоразведочных работ, совершенствованию научных исследований.

29. В раздел «Список использованных материалов» включается перечень литературы и других источников, использованных при составлении представленных на государственную экспертизу материалов по подсчету запасов, с указанием названий источников, авторов (исполнителей), года и места издания (составления).

30. Материалы по подсчету извлекаемых запасов представляются на государственную экспертизу заявителем в виде проекта пробной эксплуатации месторождений (залежи), технологической схемы разработки месторождений углеводородного сырья, технологического проекта разработки месторождений углеводородного сырья или дополнений к ним, подготовленных в установленном законодательством Российской Федерации порядке.

**III. Требования к правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по подсчету запасов**

31. Материалы по подсчету запасов, представляемые на государственную экспертизу в виде отчета, оформляются заявителем в виде отдельных томов:

1) текстовые приложения;

2) графические приложения;

3) табличные приложения;

4) первичная документация.

32. Объем одного тома текстовой части отчета не должен превышать 200 страниц.

33. На титульных листах каждого тома указываются:

- 1) наименование пользователя недр;
- 2) наименование организации, представившей материалы по подсчету запасов;
- 3) фамилии и инициалы авторов отчета;
- 4) полное название материалов (с указанием наименования месторождения или его участка, вида полезного ископаемого; район расположения месторождения);
- 5) дата, на которую проводится подсчет запасов; место и год составления отчета.

Титульные листы подписываются уполномоченным представителем пользователя недр и авторами отчета; подписи скрепляются печатью.

После титульного листа первого тома материалов по подсчету запасов помещаются реферат, оглавление всех томов и перечень всех приложений. Реферат должен содержать сведения об объекте исследования, о методе и методологии исследования, результатах исследования. После титульного листа каждого последующего тома дается только его оглавление.

Текстовые и табличные приложения к отчету подписываются авторами отчета.

Текстовая часть отчета и таблицы, содержащие подсчет запасов полезных ископаемых, подписываются авторами отчета, непосредственно осуществившими данный подсчет.

34. Текстовые приложения к подсчету запасов нефти и газа должны включать:

- 1) протокол рассмотрения отчета с подсчетом запасов научно-технического совета организации-недропользователя;
- 2) реквизиты лицензии на право пользования недрами в пределах рассматриваемого участка недр;
- 3) в случае расположения залежи за пределами лицензионного участка на соседнем лицензионном участке, право пользования недрами которого принадлежит другой организации, согласование с недропользователем по смежному лицензионному участку в части структурных построений, границ залежей, подсчетных параметров, категорий и объемов запасов, если изменения запасов затронули запасы соседнего участка;
- 4) письмо территориального органа Федерального агентства по недропользованию о правильности нанесения лицензионных границ на подсчетных планах в отчете по подсчету запасов;
- 5) справка организации-недропользователя о количестве добытых углеводородов (в том числе за период после последнего утверждения запасов), фактической себестоимости добычи и утилизации попутного газа, подписанная руководителем организации.

35. Графические материалы к подсчету запасов независимо от метода подсчета должны содержать:

а) обзорную карту района месторождения с указанием его местоположения, ближайших месторождений, нефтегазопромыслов, нефте- и газопроводов, железных и шоссейных дорог и населенных пунктов;

б) структурную карту по данным геофизических исследований, структурного бурения или иных исследований, послужившая основой для постановки глубокого бурения. На этой карте должен быть нанесен весь фактический материал, положенный в основу ее построения: сейсмические профили, структурные, проектные и фактически пробуренные поисковые и разведочные скважины с указанием сроков начала и конца бурения;

в) сводный (нормальный) геолого-геофизический разрез месторождения в масштабе от 1:500 до 1:2000 со стратиграфическим расчленением, каротажной характеристикой, кратким описанием пород и характерной фауны, указанием электрических, сейсмических и других реперов и выделением нефтегазонасыщенных пластов (горизонтов);

г) геологические разрезы (один продольный и как минимум один поперечный) по месторождению, отражающие стратиграфические единицы отложений, литологические особенности пород, положение тектонических нарушений, залежей нефти и газа, контактов нефть-вода, газ-нефть и газ-вода;

д) схемы корреляции продуктивных пластов в масштабе 1:200, составленные по данным каротажа и описания керна, с выделением проницаемых пород, нефте- и газонасыщенных интервалов, интервалов перфорации, положениями контактов нефть-вода, газ-нефть и газ-вода, их глубиной и абсолютными отметками. При значительной толщине продуктивного разреза (до 1000 м) схемы корреляции даются в масштабе 1:500. Для слабо изученных месторождений рекомендуется составление схемы сопоставления отложений с разрезами соседних хорошо изученных месторождений, аналогичных по геологическому строению. Для открываемых месторождений обязательно прикладывать схему корреляции первой пробуренной скважины с ближайшими скважинами соседних месторождений для привязки идентификации продуктивных пластов;

е) структурные карты по подошве коллекторов каждого продуктивного горизонта в масштабе подсчетного плана (представляется по пластовым залежам для обоснования положения внутренних контуров нефтегазонасыщенности);

ж) схемы опробования каждого продуктивного пласта для обоснования положения флюидальных контактов на ней должны указываться глубина и абсолютные отметки интервалов залегания пластов-коллекторов и перфорации, результаты опробования и характеристика нефтегазонасыщенности по данным каротажа;

з) карты изопакит суммарной эффективной и нефтенасыщенной (газонасыщенной) толщины пласта в масштабе подсчетных планов. При небольшом количестве скважин эти карты можно совместить на одном листе. На картах

должны быть нанесены границы категорий запасов и исходные данные, использованные для построения этих карт;

и) подсчетные планы по каждому пласту в масштабе 1:5000–1:50000, обеспечивающем необходимую точность замера площадей и зависящем от размеров месторождения и сложности его строения. Эти планы составляются на основе структурной карты по кровле (поверхности) продуктивных пластов-коллекторов или же хорошо прослеживающемуся ближайшему реперу, не более чем в 10 м выше или ниже кровли пласта. Показываются внешний и внутренний контуры нефте- и газоносности, границы категорий запасов, все пробуренные на дату подсчета запасов скважины с точным нанесением положения устьев, точек пересечения ими кровли соответствующего продуктивного пласта:

- разведочные;
- эксплуатационные;
- законсервированные в ожидании промысла;
- нагнетательные и наблюдательные;
- давшие безводную нефть, нефть с водой, газ с водой, газ с конденсатом, газ с конденсатом и водой и воду;
- находящиеся в опробовании;
- неопробованные с указанием характеристики нефте-, газо- и водонасыщенности пластов-коллекторов по данным интерпретации материалов геофизических исследований скважин;
- ликвидированные с указанием причин ликвидации;
- вскрывшие пласт, сложенный непроницаемыми породами.

В таблицах на подсчетных планах по испытанным скважинам указываются глубина и абсолютные отметки кровли и подошвы коллектора и интервалов перфорации, начальный и текущий дебиты нефти, газа и воды, диаметр штуцера, депрессии, продолжительность работы скважин, дата появления и процент воды. При совместном опробовании двух и более пластов указываются их индексы. Дебиты нефти и газа должны быть измерены при работе скважин на одинаковых штуцерах (диафрагмах).

По эксплуатационным скважинам приводятся дата ввода в работу, начальные и текущие дебиты и пластовые давления, добытое количество нефти и газа, конденсата и воды, дата начала обводнения и процент воды в добываемой продукции на дату подсчета запасов. При большом количестве скважин эти сведения приводятся в таблице на подсчетном плане или на прилагаемом к нему листе. Кроме того, на подсчетном плане помещаются таблица с указанием принятых авторами величин подсчетных параметров, подсчитанные запасы, их категории, параметры, принятые по решению государственной комиссии по запасам, дата, на которую подсчитаны запасы.

При повторном подсчете запасов на подсчетных планах должны быть нанесены границы категорий запасов, утвержденных при предыдущем подсчете запасов, а также выделены скважины, пробуренные после предыдущего подсчета запасов;

к) графики, характеризующие динамику добычи нефти и газа по отдельным залежам и месторождению в целом, а также изменения пластовых давлений и дебитов нефти, газа и воды за период разработки;

л) индикаторные диаграммы и кривые восстановления давления по скважинам, результаты других гидродинамических исследований, позволяющих установить режим залежи, ее фильтрационно-емкостные и гидродинамические характеристики;

м) графики корреляционной зависимости удельных коэффициентов продуктивности от проницаемости пластов, зависимости промыслово-геофизических показателей от пористости, проницаемости, нефтегазонасыщенности пластов;

н) графики изменения свойств пластовой нефти и конденсата в зависимости от давления и температуры;

о) карта разработки залежи и состояния пробуренных скважин;

п) карта распространения и толщин многолетнемерзлых пород.

36. Графические материалы к подсчету запасов нефти методом материального баланса должны содержать:

а) графики зависимости начальных пластовых давлений и свойств нефти, газа и воды от глубины залегания;

б) карты изобар на соответствующие даты расчета;

в) графики изменения свойств нефти, газа и воды в зависимости от давления.

37. Графические материалы к подсчету запасов газа по методу падения давления должны содержать:

а) кривые восстановления давления по скважинам после остановки;

б) графики падения пластового давления во времени по скважинам и по залежи в целом;

в) индикаторные кривые по скважинам;

г) карты изобар начального пластового давления;

д) карты изобар текущего пластового давления;

е) профили падения пластового давления;

ж) графики зависимости приведенного пластового давления от суммарного отбора газа по скважинам и по залежи в целом;

з) графики изменения пластового давления во времени по залежи;

и) график для определения коэффициента сжимаемости газа при снижении пластового давления;

к) изотермы конденсации стабильного конденсата.

38. Все графические материалы должны быть выполнены в общепринятых условных обозначениях.

Графические материалы должны быть наглядными и составленными в единых условных обозначениях. Условные обозначения должны прилагаться к каждому комплекту графических приложений. На каждом чертеже рекомендуется указать его название и номер, числовой и линейный масштабы, наименование организации, проводившей разведку месторождения (участка);

должности и фамилии авторов, составивших чертеж, и лиц, утвердивших его (с подписями указанных лиц).

Графические приложения помещаются в папки, но не сшиваются. Если чертеж выполнен на нескольких листах, они нумеруются, а схема их расположения показывается на первом листе. К каждой папке прилагается внутренняя опись с наименованием чертежей и их порядковыми номерами; в конце описи указывается общее количество листов.

39. Табличные приложения должны содержать исходные и промежуточные данные, необходимые для проверки операций по подсчету запасов. Обязательными являются следующие таблицы:

- 1) объема поисково-разведочного бурения;
- 2) сведений о толщине продуктивного пласта и его освещенности керном;
- 3) результатов опробования и исследования скважин;
- 4) выполненного комплекса геофизических исследований скважин;
- 5) химического состава и физических свойств пластовых вод;
- 6) сведений о литолого-физических свойствах продуктивных пластов;
- 7) физико-химических свойств нефти;
- 8) состава газа, растворенного в нефти;
- 9) характеристики свободного газа;
- 10) характеристики конденсата;
- 11) сведений о разработке месторождения (залежи);
- 12) средних величин пористости (трещиноватости, кавернозности), проницаемости, вязкости, нефтегазонасыщенности;
- 13) подсчетных параметров и запасов нефти, растворенного газа и содержащихся в них попутных полезных компонентов;
- 14) подсчетных параметров и запасов газа и содержащихся в нем попутных полезных компонентов;
- 15) сопоставления вновь подсчитанных запасов нефти и параметров подсчета с ранее утвержденными государственной комиссией по запасам и числящимися на государственном балансе запасов полезных ископаемых;
- 16) сопоставления вновь подсчитанных запасов газа и параметров подсчета с ранее утвержденными государственной комиссией по запасам и числящимися на государственном балансе запасов полезных ископаемых.

В случае необходимости, представляются другие табличные материалы, обосновывающие подсчет и выводы авторов.

40. Первичная документация должна включать необходимые для подсчета запасов данные:

1) описание керна по продуктивным (горизонтам), а также породам, залегающим на 10–15 м выше и ниже каждого продуктивного пласта. Диаграммы стандартного каротажа в масштабе 1:500 по всем скважинам с указанием на них стратиграфических границ и интервалов продуктивных пластов и их индексацией. Диаграммы заверяются печатью;

2) диаграммы ГИС (бокового каротажного зондирования, микрозондирования, радиоактивного каротажа и термокаротажа, кавернометрии, акустического каротажа и других видов исследования) в масштабе 1:200 с их интерпретацией. При тонкослоистом строении продуктивных пластов (толщина прослоев менее 0,5 м) диаграммы ГИС для отдельных скважин должны быть записаны в более крупном масштабе – до 1:50 м. Все диаграммы каротажа, по данным интерпретации которых определяются эффективная толщина продуктивных пластов, положения контактов и др., помещаются на одном планшете с увязкой по глубине. Здесь же указываются интервалы отбора и вынос керна в метрах в соответствии с его привязкой, границы и номенклатура пластов, интервалы залегания пород-коллекторов и их литологические особенности величины общей, эффективной и нефте- и газонасыщенной толщины, пористости, проницаемости, нефтегазонасыщенности по керну и каротажу, интервалы и дата перфорации, результаты опробования, положения контактов нефть (газ) – вода, положение цементных мостов. В отдельной графе должны быть даны заключения по боковому каротажному зондированию для отдельных интервалов. Кроме того, должны быть представлены развернутые заключения по ГИС в виде таблиц обработки;

3) акты об испытании скважин, содержащие сведения о их состоянии, условиях испытания, продолжительности непрерывного притока нефти, газа или воды на каждом режиме, условиях замеров статических уровней, проверке герметичности эксплуатационных колонн, установке и проверке герметичности цементных мостов;

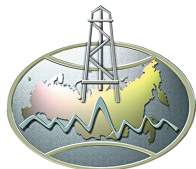
4) акты на проверку точности манометров;

5) данные лабораторных определений пористости (трещиноватости, кавернозности), абсолютной и относительной проницаемости, состава пород-коллекторов, нефте-, газо- и водонасыщенности, результаты механических анализов пород, анализов нефти, газа, конденсата, воды, определения в них механических примесей; для пород-покрышек – изменение фильтрационных и емкостных свойств;

6) данные об объемных коэффициентах пластовой нефти, растворимости газа в нефти, газоконденсатной характеристике, коэффициентах сжимаемости газа;

7) данные замеров дебитов нефти, газа и воды, пластовых, забойных и устьевых давлений, газосодержания нефти и воды, температуры пласта.





## Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации

Приказ  
от 29 декабря 2015 г. № 570\*

### О внесении изменений в Методику расчета минимального (стартового) размера разового платежа за пользование недрами, утвержденную приказом Минприроды России от 30 сентября 2008 г. № 232

В соответствии со статьей 40 Закона Российской Федерации от 21 февраля 1992 г. № 2395-1 «О недрах» (Ведомости Съезда народных депутатов Российской Федерации и Верховного Совета Российской Федерации, 1992, № 16, ст. 834; Собрание законодательства Российской Федерации, 1995, № 10, ст. 823; 1999, № 7, ст. 879; 2000, № 2, ст. 141; 2001, № 21, ст. 2061; № 33, ст. 3429; 2002, № 22, ст. 2026; 2003, № 23, ст. 2174; 2004, № 27, ст. 2711; № 35, ст. 3607; 2006, № 17, ст. 1778; № 44, ст. 4538; 2007, № 27, ст. 3213; № 49, ст. 6056; 2008, № 18, ст. 1941; № 29, ст. 3418, 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, ст. 2025; № 30, ст. 4567, ст. 4570, ст. 4572, ст. 4590; № 48, ст. 6732, № 49, ст. 7042; № 50, ст. 7343, ст. 7359; 2012, № 25, ст. 3264; № 31, ст. 4322; № 53, ст. 7648; 2013, № 19, ст. 2312; № 30, ст. 4060, ст. 4061; № 52, ст. 6961, ст. 6973; 2014, № 26, ст. 3377; № 30, ст. 4261, ст. 4262; № 48, ст. 6647; 2015, № 1, ст. 11, ст. 12, ст. 52, № 27 ст. 3996, № 29, ст. 4350, ст. 4359), приказываю:

1. Утвердить прилагаемые изменения, которые вносятся в Методику расчета минимального (стартового) размера разового платежа за пользование недрами, утвержденную приказом Минприроды России от 30 сентября 2008 г. № 232 (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 22 декабря 2008 г., регистрационный № 12914), с изменениями, внесенными приказами Минприроды России от 14 мая 2009 г. № 128 (зарегистрирован Министерством

\* Авторы-разработчики: Горюнов Л.Ю., Браткова В.Г., Соколов С.Н.

юстиции Российской Федерации 18 июня 2009 г., регистрационный № 14109), от 27 апреля 2011 г. № 240 (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 10 июня 2011 г., регистрационный № 20980), от 22 июня 2011 г. № 553 (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 12 июля 2011 г., регистрационный № 21330), от 3 февраля 2012 г. № 20 (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 21 февраля 2012 г., регистрационный № 23283), от 30 декабря 2014 г. 577 (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 9 февраля 2015 г., регистрационный № 35922) и от 17 марта 2015 г. 106 (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 9 апреля 2015 г., регистрационный № 36791).

2. Настоящий приказ вступает в силу с 1 июля 2017 года.

Министр  
**С.Е. Донской**

#### Приложение

к приказу Минприроды России от 29.12.2015 № 570

### Изменения, которые вносятся в Методику расчета минимального (стартового) размера разового платежа за пользование недрами, утвержденную приказом Минприроды России от 30 сентября 2008 г. № 232

1. Подпункт 1 пункта 6 изложить в следующей редакции:

«1) извлекаемые запасы нефти, природного газа, газового конденсата:

$$AB_1C_{1\text{исл}} = A + B_1 + C_1 + 0,5 \times B_2 + 0,5 \times C_2 + \frac{1}{(1+1,5 \times E)^{t_1}} \times (КП_{D_0} \times D_0 + 0,1 \times D_{\text{л}}) + \frac{1}{(1+1,5 \times E)^{t_2}} \times (0,05 \times (D_1 + D_2)),$$

где:  $\frac{1}{(1+1,5 \times E)^t}$  – поправочный коэффициент, учитывающий сроки проведения

работ по геологическому изучению, необходимых для подтверждения и перевода запасов и ресурсов полезных ископаемых из низших в более высокие категории,  $t_1$  – принимается 5 лет;  $t_2$  – принимается 10 лет;

$E$  – коэффициент приведения планируемых денежных поступлений, равный ставке рефинансирования Центрального банка Российской Федерации на дату определения размера разового платежа (единиц);

$A, B_1, B_2, C_1, C_2$  – объем запасов углеводородов соответствующих категорий в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых;

$D_0, D_n, D_1, D_2$  – объем ресурсов углеводородов соответствующих категорий, учтенных на участке недр;

$K_{D_0}$  – коэффициент подтверждаемости ресурсов категории  $D_0$ , учтенных на участке недр. Коэффициент  $K_{D_0}$  устанавливается в значениях, приведенных в приложении 4 к настоящей Методике.».

2. В третьем абзаце пункта 8 слово «прогнозные» исключить;

3. Приложение 1 к Методике расчета минимального (стартового) размера разового платежа за пользование недрами изложить в следующей редакции:

*«Приложение 1*

к Методике расчета минимального (стартового) размера разового платежа за пользование недрами

**Порядок расчета  $K_{изуч}$**

Расчет коэффициента  $K_{изуч}$  для участков недр, содержащих запасы и (или) ресурсы нефти, природного газа, газового конденсата, производится по формуле:

$$K_{изуч} = K_i^{AB_1C_1} \times \frac{РБ_{AB_1C_1}}{РБ_{сумм}} + K_i^{B_2C_3} \times \frac{РБ_{B_2C_3}}{РБ_{сумм}} + K_i^{D_0} \times \frac{РБ_{D_0}}{РБ_{сумм}} + K_i^{D_2D_1D_3} \times \frac{РБ_{D_2D_1D_3}}{РБ_{сумм}}$$

Расчет коэффициента  $K_{изуч}$  для участков недр, содержащих запасы и (или) прогнозные ресурсы твердых полезных ископаемых, производится по формуле:

$$K_{изуч} = K_i^{ABC_1} \times \frac{РБ_{ABC_1}}{РБ_{сумм}} + K_i^{C_3} \times \frac{РБ_{C_3}}{РБ_{сумм}} + K_i^P \times \frac{РБ_P}{РБ_{сумм}} + K_i^{P_3} \times \frac{РБ_{P_3}}{РБ_{сумм}} + K_i^{P_3} \times \frac{РБ_{P_3}}{РБ_{сумм}}$$

где:

$K_i$  – коэффициент для соответствующей категории запасов и прогнозных ресурсов и территории, на которой расположен участок недр, значения коэффициента  $K_i$  приведены ниже;

$РБ_x$  – ресурсная база соответствующей x-ой категории запасов и ресурсов;

$РБ_{сумм}$  – общая ресурсная база участка, определяется по формуле:

для углеводородного сырья:

$$РБ_{сумм} = A + B_1 + B_2 + C_1 + C_2 + D_0 + D_n + D_1 + D_2;$$

для твердых полезных ископаемых:

$$РБ_{сумм} = A + B + C_1 + C_2 + P_1 + P_2 + P_3$$

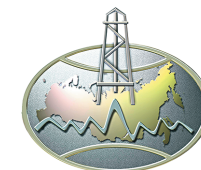
Значения коэффициента  $K_i$  для участков недр, содержащих запасы и (или) прогнозные ресурсы твердых полезных ископаемых

Категория изученности	Значения коэффициента $K_i$
$P_3$	1
$P_2$	2
$P_1$	3
$C_2$	4
$ABC_1$	6

Значения коэффициента  $K_i$  для участков недр, содержащих запасы и (или) ресурсы нефти, природного газа, газового конденсата

Риск	Территория (акватория)	Категория запасов/ресурсов	Коэффициент, зависящий от		Значения коэффициента ( $K_i$ )
			степени изученности	экономико-географического положения	
Низкий	Старые обустроенные регионы (Республика Башкортостан, Республика Татарстан (Татарстан), Удмуртская Республика, Чувашская Республика – Чувашия, Кировская область, Оренбургская область, Пензенская область, Пермский край, Самарская область, Саратовская область, Ульяновская область, Архангельская область, Калининградская область, Томская область, Курганская область, Свердловская область, Тюменская область, Ханты–Мансийский автономный округ – Югра, Ямало–Ненецкий автономный округ (южнее 69 параллели), Республика Адыгея (Адыгея), Республика Калмыкия, Республика Крым, Краснодарский край, Астраханская область, Волгоградская область, Ростовская область, Республика Ингушетия, Республика Дагестан, Кабардино–Балкарская Республика, Карачаево–Черкесская Республика, Республика Северная Осетия – Алания, Чеченская Республика)	$AB_1C_1$	3,0	1	3,00
		$B_2C_2$	2,7		2,66
		$D_0$	2,1		2,08
		$D_nD_1D_2$	1,4	1,44	

Средний	Новые регионы, граничащие с обустроенными (Приморский край, Хабаровский край, Амурская область, Магаданская область, Республика Коми, Ненецкий автономный округ, Омская область, Новосибирская область)	AB <sub>1</sub> C <sub>1</sub>	3,0	0,9	3,00
		B <sub>2</sub> C <sub>2</sub>	2,7		2,39
		D <sub>0</sub>	2,1		1,87
		D <sub>n</sub> D <sub>1</sub> D <sub>2</sub>	1,4		1,30
Высокий	Новые регионы без развитой инфраструктуры (Республика Саха (Якутия), Камчатский край, Сахалинская область, Чукотский автономный округ, Красноярский край, Иркутская область, Ямало–Ненецкий автономный округ (севернее 69 параллели))	AB <sub>1</sub> C <sub>1</sub>	3,0	0,8	3,00
		B <sub>2</sub> C <sub>2</sub>	2,7		2,13
		D <sub>0</sub>	2,1		1,66
		D <sub>n</sub> D <sub>1</sub> D <sub>2</sub>	1,4		1,15
Очень высокий	Континентальный шельф Российской Федерации, внутренние морские воды и территориальное море Российской Федерации, Азовское и Каспийское моря	AB <sub>1</sub> C <sub>1</sub>	3,0	0,7	2,50
		B <sub>2</sub> C <sub>2</sub>	2,7		1,86
		D <sub>0</sub>	2,1		1,46
		D <sub>n</sub> D <sub>1</sub> D <sub>2</sub>	1,4		1,01



Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации

Распоряжение  
от 1 февраля 2016 г. № 3-р

**Об утверждении методических рекомендаций по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 № 477**

». 4. Приложение 3 к Методике расчета минимального (стартового) размера разового платежа за пользование недрами изложить в следующей редакции:

*«Приложение 3*

к Методике расчета минимального (стартового) размера разового платежа за пользование недрами

**Значения коэффициента  $K_{раз}$**

Запасы		$K_{раз}$
нефти извлекаемые, млн т	газа извлекаемые, млрд м <sup>3</sup>	
более 300	более 500	2,5
60–300	75–500	2,0
15–60	40–75	1,5
до 15	до 40	1,0

». 5. В приложении 4 к Методике расчета минимального (стартового) размера разового платежа за пользование недрами:

а) в наименовании слова «Значения коэффициента  $K_{П_{C3}}$ » заменить словами «Значения коэффициента  $K_{П_{D0}}$ »;

б) в строке 1 столбца 2 таблицы, слова «Значение  $K_{П_{C3}}$ » заменить словами «Значение  $K_{П_{D0}}$ ».

В целях реализации Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 № 477 (зарегистрировано в Минюсте России 31.12.2013 регистрационный № 30943):

1. Утвердить прилагаемые методические рекомендации по применению Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 № 477.

2. Федеральному агентству по недропользованию, его территориальным органам и подведомственным организациям руководствоваться настоящими Методическими рекомендациями.

Министр  
**С.Е. Донской**

**Методические рекомендации по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов**

**I. Общие сведения**

1. Настоящие Методические рекомендации разработаны в целях реализации Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной при-

\* Утверждено распоряжением Минприроды России от 1 февраля 2016 г. № 3-р

\*\* Авторы-разработчики: Шпуров И.В., Саакян, М.И., Ульянов В.С., Гутман И.С., Зыкин М.Я., Браткова В.Г., Линде Т.П., Джансугурова Ж.С., Трофимова О.В., Ямпольский К.П., Царева Е.А.

казом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 № 477 (далее – Классификация).

2. Методические рекомендации направлены на оказание практической помощи Федеральному агентству по недропользованию, его территориальным органам и организациям, находящимся в ведении Федерального агентства по недропользованию.

3. Пластовой нефтью, как правило, признается смесь углеводородных компонентов и растворенных в ней примесей, которая находится в залежи при пластовом давлении и пластовой температуре в жидком состоянии. Неуглеводородные соединения в нефти присутствуют в виде сернистых, азотистых, кислородных, металлоорганических комплексов, парафинов, смол и асфальтенов. В большинстве нефтей в пластовых условиях содержится растворенный газ.

По составу и физическим свойствам нефти подразделяются на ряд типов. Их типизация проводится по свойствам, по групповому углеводородному составу, фракционному составу, содержанию серы и других неуглеводородных компонентов, асфальтенов и смол (приложения 1, 2, 3).

Групповой углеводородный состав отражает содержание (в процентах по массе) трех основных групп углеводородов – метановых, нафтеновых и ароматических.

Фракционный состав отражает относительное содержание (в процентах по массе) фракций нефтей, вскипающих при разгонке до 350 °С, и масляных фракций (дистиллятов) с температурой кипения выше 350 °С.

Свойства нефтей в стандартных условиях существенно отличаются от их свойств в пластовых условиях вследствие влияния растворенного газа и более высоких температуры и давления в недрах. Поэтому для целей подсчета запасов, рациональной разработки месторождений, первичной подготовки, транспортировки и переработки нефтей эти свойства определяются раздельно. В стандартных условиях основными параметрами нефтей являются плотность, молекулярная масса, вязкость, температуры застывания и кипения; в пластовых условиях – давление насыщения растворенным газом, газосодержание, объемный коэффициент, коэффициент сжимаемости, коэффициент теплового расширения, плотность и вязкость.

По плотности и вязкости нефти подразделяются на пять групп (приложения 4, 5).

4. Горючим (природный) газом (газовой, газоконденсатной и нефтегазоконденсатной залежей), как правило, признается смесь углеводородных  $C_1 - C_4$  и неуглеводородных компонентов, находящихся в пластовых условиях в газообразном состоянии и в растворенном виде в нефти и воде, а при стандартных условиях только в газовой фазе. Основными углеводородными компонентами газа в стандартных условиях являются метан и его гомологи – этан, пропан, бутаны. Кроме углеводородных компонентов, в газе могут содержаться се-

родород, гелий, диоксид углерода и инертные газы. Этан, пропан и бутаны являются сырьем для производства сжиженного газа и продукции нефтехимической промышленности.

Основными свойствами газа являются молекулярный вес, плотность в стандартных условиях, относительная плотность по воздуху, критические температура и давление, вязкость, способность к гидратообразованию, теплота сгорания, а также параметры, характеризующие изменение объема газа при изменении давления и температуры – коэффициент сжимаемости и объемный коэффициент.

5. Конденсатом (газоконденсатной и нефтегазоконденсатной залежей), как правило, признается смесь углеводородных  $C_{5+}$  и неуглеводородных компонентов, находящихся при начальных термобарических условиях в газообразном состоянии в пластовом газе и переходящих в жидкое состояние при снижении давления ниже давления начала конденсации. Основными параметрами газа, в состав которого входит конденсат, кроме перечисленных выше, являются конденсатногазовый фактор, потенциальное содержание углеводородов  $C_{5+}$  и давление начала конденсации. Важным свойством конденсата является его плотность в стандартных условиях.

6. Полезные ископаемые, содержащиеся в залежах углеводородов, подразделяются на основные, попутные полезные ископаемые и попутные полезные компоненты.

К основным полезным ископаемым относится нефть, свободный газ газовых залежей и газовых шапок.

Попутными полезными ископаемыми, как правило, являются ископаемые, содержащиеся в одних пластах с нефтью и газом и извлечение которых технически возможно и экономически эффективно, к ним могут относиться, в том числе подземные воды.

Попутные полезные компоненты подразделяются на две группы.

К первой группе относятся попутные полезные компоненты, заключенные в полезном ископаемом и выделяемые при его добыче (сепарации) в самостоятельные продукты. В нефтяных залежах это растворенный газ, а в газоконденсатных – конденсат. Растворенный газ с содержанием азота более 50% является негорючим и не подлежит постановке на государственный баланс.

Ко второй группе относятся попутные полезные компоненты, присутствующие в составе основных и попутных полезных ископаемых, а также в попутных полезных компонентах первой группы и выделяемые при их переработке. В нефти такими компонентами могут быть сера (в форме сероводорода и других сернистых соединений), ванадий, титан, никель и др. Свободный и растворенный газы содержат этан, пропан, бутаны, а также могут содержать сероводород, диоксид углерода, гелий, аргон, иногда ртуть. В подземных водах месторождений нефти и газа могут присутствовать повышенные концентрации йода, брома, бора, соединений магния, калия, лития, рубидия, стронция и других попутных полезных компонентов.

Рекомендуемые минимальные промышленные концентрации попутных полезных компонентов приведены в приложении 6.

7. Нефть и газ аккумулируются в коллекторах порового, кавернового, трещинного и смешанного типов, образуя природные скопления – залежи углеводородного сырья (далее – залежь). Залежь может быть приурочена к одному или нескольким пластам-коллекторам, представляющим собой единую гидродинамическую систему.

8. Месторождение может быть однопластовым и многопластовым, однозалежным и многозалежным.

9. В зависимости от фазового состояния и соотношения основных полезных ископаемых углеводородных соединений в недрах месторождения (залежи) нефти и газа подразделяются на 6 типов (*табл. 1*).

**Таблица 1.**

Тип месторождения (залежи)	Состав основных углеводородных соединений
нефтяное (Н),	только нефть, насыщенная в различной степени газом
газонефтяное (ГН)	нефть и газ: основная часть залежи нефтяная, газовая шапка не превышает по объему нефтяную часть залежи
нефтегазовое (НГ)	газ и нефть: газовые залежи с нефтяной оторочкой и залежи, в которых газовая шапка превышает по объему нефтяную часть залежи
газовое (Г)	только свободный газ
газоконденсатное (ГК)	газ с конденсатом
нефтегазоконденсатное (НГК)	нефть, газ и конденсат

Для нефтегазоконденсатных месторождений нефтяная часть залежи определяется как нефтяная залежь с газовой шапкой в случае, когда нефтяная часть залежи превышает по объему газоконденсатную часть залежи или как нефтяная оторочка в случае, когда газоконденсатная часть залежи превышает по объему нефтяную часть залежи.

10. По содержанию конденсата ( $C_{5+}$ ) выделяются 4 группы: низкоконденсатные, среднеконденсатные, высококонденсатные и уникальноконденсатные. Критерии классификации по содержанию конденсата приведены в приложении 7.

11. Определение состава нефти и газа, регламентируется требованиями действующих стандартов и технических условий, в которых учитываются технология добычи, способы транспортировки и переработки сырья, обеспечивающие их комплексное использование. Промышленная ценность содержащихся в нефти и газе попутных полезных компонентов определяется на основании их кондиционного содержания.

12. По величине начальных извлекаемых запасов нефти и газа месторождения подразделяются на 5 групп (*табл. 2*).

**Таблица 2.**

Полезное ископаемое	Единица измерения	Группы месторождений				
		уникальные	крупные	средние	мелкие	очень мелкие
Нефть	млн т	> 300	30–300	5–30	1–5	< 1
Газ	млрд м <sup>3</sup>	> 300	30–300	5–30	1–5	< 1

13. По сложности геологического строения, условиям залегания и выдержанности продуктивных пластов независимо от величины запасов месторождения (залежи) разделяются на три типа (*табл. 3*).

**Таблица 3.**

Тип месторождения (залежи)	Описание
Простого строения	однофазные, связанные с ненарушенными или слабонарушенными структурами, продуктивные пласты характеризуются выдержанностью толщин коллекторов и фильтрационно-емкостных свойств по площади и разрезу
Сложного строения	одно- и двухфазные, продуктивные пласты характеризуются невыдержанностью толщин коллекторов и фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов по площади и разрезу или наличием литологических замещений коллекторов непроницаемыми породами, либо тектонических нарушений
Очень сложного строения	одно- и двухфазные, продуктивные пласты характеризуются невыдержанностью толщин коллекторов и фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов по площади и разрезу, наличием литологических замещений коллекторов непроницаемыми породами, развитием тектонических нарушений, а также коллекторами со сложной структурой порового пространства

14. Степень сложности геологического строения месторождения устанавливается по соответствующим характеристикам основных залежей, включающих большую часть (более 70%) запасов месторождения.

**II. Изученность объектов, подготовленных к глубокому бурению, и месторождений, находящихся на стадии разведки и разработки**

15. В процессе изучения месторождений нефти и газа соблюдаются этапы и стадии геологоразведочных работ, выполняются все требования к их полноте и качеству, осуществляется рациональное комплексирование методов и технических средств разведки, проводится постадийная геолого-экономическая оценка результатов работ. Изученность месторождения обеспечивается комплексностью работ по геологическому изучению недр при обязательном соблюдении требований по охране недр и окружающей среды.



Размещение скважин на площади ловушки проводится в соответствии с утвержденным проектом поисковых работ. Изучение всего перспективного разреза объекта обеспечивает глубина поисковых скважин с учетом технических возможностей бурения. Результатом проведения поисковых и оценочных работ является открытие месторождения (залежи) полезных ископаемых или установление бесперспективности вскрытых скважинами отложений. Открытием месторождения (залежи) считается установление промышленного значения скопления углеводородов в результате получения в скважине притоков, позволяющих оценить необходимость дальнейшего проведения работ по изучению открытого месторождения (залежи).

16. На месторождениях нефти и газа, находящихся в стадии разведки, по данным сейсморазведки и поисково-оценочного, а также разведочного бурения проводится изучение геологического строения объекта, дается оценка нефтегазоносности всего продуктивного разреза и предварительная оценка запасов залежей, определяются основные природные факторы, влияющие на выбор методики дальнейших разведочных работ.

17. При разведке месторождений глубина, способ бурения и конструкция скважин определяются проектом разведки. При этом конструкция скважин должна обеспечить возможность проведения полного комплекса геофизических исследований, испытаний на приток жидкости и газа, как в открытом стволе, так и в колонне, гидродинамических исследований и отбора глубинных проб.

18. Количество, система размещения и последовательность бурения разведочных скважин направлено на обеспечение получения надежных данных для установления строения продуктивных пластов, выявления закономерностей изменения их толщин, коллекторских свойств, характера насыщения нефтью, газом и водой, а также особенностей тектоники месторождения.

19. Бурение разведочных скважин проводится с учетом материалов сейсморазведки и данных ранее пробуренных скважин, особенно при разведке залежей очень сложного строения. В случае несовпадения данных сейсморазведки с данными бурения, превышающее допустимые погрешности, делается переобработка материалов сейсморазведки с целью уточнения геологической модели месторождения.

20. При бурении поисковых и разведочных скважин из перспективных на нефть и газ отложений проводится отбор керн в количестве, обеспечивающем изучение литологических особенностей и физических свойств коллекторов и непроницаемых разделов по площади и разрезу и позволяющем надежно интерпретировать материалы геофизических исследований скважин. Нормы отбора, выноса керн и детальность его лабораторных исследований регламентируются действующими нормативными документами.

21. По каждой разведочной скважине проводится комплекс исследований, необходимый для подсчета запасов:

а) детальное изучение керн для определения литологических особенностей, минерального состава, механических и фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов и покрышек продуктивного пласта; в интервалах отбора образцов на лабораторные исследования следует определять геофизические параметры для получения эталонных (петрофизических) зависимостей, являющихся основой интерпретации материалов геофизических исследований скважин;

б) рациональный комплекс геофизических исследований скважин, по данным которых осуществляется литологическое расчленение разреза, выделение продуктивных пластов, определение их толщин и глубины залегания, общей, эффективной, нефтенасыщенной и (или) газонасыщенной толщин продуктивных пластов, определение положения флюидальных контактов;

в) комплекс газогидродинамических исследований для изучения фильтрационно-емкостной характеристики коллекторов «работающих» частей продуктивных пластов, положения контактов газ-нефть-вода;

г) объем и качество проводимых исследований должны обеспечивать возможность проведения в дальнейшем, по результатам эксплуатации залежи, подсчета запасов нефти методами материального баланса и статистическим, а запасов газа – методом падения давления, и перевода их в более высокие категории, а также построения трехмерных геологических и гидродинамических моделей.

22. В скважинах проводится раздельное испытание нефте-, газо- и водонасыщенных пластов на приток при разных режимах работы скважин, в том числе приборами на каротажном кабеле, для определения характера насыщенности, положения флюидальных контактов, газоконденсатной характеристики, статических уровней, пластовых и забойных давлений и пластовых температур, а также отбор глубинных проб нефти (не менее двух по каждому испытанному в скважине объекту). При значительной литологической изменчивости и большой толщине продуктивного пласта испытание проводится по интервалам с различными геофизическими характеристиками.

23. Для получения эксплуатационной характеристики каждой залежи проводится поинтервальное испытание продуктивных пластов, находящихся на различных гипсометрических отметках в различных частях оцениваемой залежи. Для определения максимально возможных дебитов нефти или газа в отдельных скважинах проводится испытание всего продуктивного интервала пласта.

При низких дебитах скважин применяется интенсификация притоков нефти и газа.

24. При проведении испытаний соблюдается согласованный в установленном порядке комплекс мероприятий по охране окружающей среды, предусматривать утилизацию всех получаемых флюидов.

25. При изучении состава нефти и газа определяется наличие и содержание в них попутных полезных компонентов, а также оказывающих вредное влияние на оборудование при добыче, транспортировке и переработке нефти и газа (коррозионная агрессивность к металлу и цементу, выпадение парафина, серы, солей, механических примесей).

26. В процессе исследования отобранных проб нефти, газа и конденсата определяются:

а) для нефти, приведенной к стандартным условиям методом дифференциального, или ступенчатого, разгазирования – фракционный и групповой состав жидкой фазы, а в пластовых условиях – компонентный состав пластовой нефти, содержание (в процентах по массе) силикагелевых смол, масел, асфальтенов, парафинов, серы, металлов, вязкость и плотность, величина давления насыщения нефти газом, газосодержание, объемный коэффициент, плотность и вязкость нефти в пластовых и стандартных условиях, температура застывания и начала кипения, товарные свойства нефти; исследование нефти проводится по глубинным пробам, а при невозможности их отбора – по рекомбинированным поверхностным пробам; для изучения товарных свойств нефти необходимо отбирать и исследовать специальные пробы;

б) для газа (свободного и растворенного в нефти) – плотность по воздуху, теплота сгорания, содержание (в молярных процентах) метана, этана, пропана, бутанов, а также гелия, сероводорода, диоксида углерода; состав растворенного в нефти газа определяется при дифференциальном, или ступенчатом, разгазировании глубинных проб нефти до стандартных условий: для свободного газа, содержащего в промышленных количествах  $C_{5+}$ , состав и свойства газа изучаются по рекомбинированной пробе отобранной при исследованиях на газоконденсатность;

в) для конденсата (стабильного) – фракционный и групповой состав, содержание парафина и серы, плотность и вязкость при стандартных условиях, давление начала конденсации, изменение содержания  $C_{5+}$  и их свойств от давления определенное методом дифференциальной конденсации;

г) для газоконденсатной смеси – плотность по воздуху, содержание (в молярных процентах) метана, этана, пропана, бутанов, пентана и вышекипящих углеводородов, а также гелия, сероводорода, углекислого газа, потенциальное содержание и коэффициент извлечения конденсата. Состав пластового газа определяется расчетным методом, по результатам лабораторных газоконденсатных исследований проб газа сепарации и конденсата газового нестабильного.

27. При получении из скважин притоков подземных вод определяется химический состав подошвенных и краевых подземных вод, минерализация, содержание в них йода, брома, бора, магния, калия, лития, рубидия, цезия, строн-

ция, германия и др., а также состав растворенного в воде газа, дебиты воды, температура, давление, газосодержание и другие показатели для обоснования проведения специальных геологоразведочных работ с целью оценки запасов подземных вод и определения возможности использования их для извлечения попутных полезных компонентов или для теплоэнергетических, бальнеологических и иных нужд.

28. При разведке месторождений, расположенных в зонах многолетне-мерзлых пород, изучаются геокриологические условия района месторождения и прилегающих районов для получения данных, необходимых для проектирования предприятий по добыче и транспорту нефти и газа и прогнозирования возможных изменений окружающей среды.

29. В районе разведанного месторождения оценивается сырьевая база строительных материалов и возможные источники питьевого и технического водоснабжения для обеспечения потребности будущего предприятия по добыче нефти и газа; эти данные могут быть использованы для обоснования проведения в дальнейшем специальных геологоразведочных, гидрогеологических и изыскательских работ.

30. В процессе разработки залежи в скважинах, давших приток воды за контуром нефте- или газоносности, проводятся систематические наблюдения за изменением пластового давления. Гидродинамическая характеристика и химический состав подземных вод месторождений сопоставляются с аналогичными данными по другим месторождениям района; с учетом этого составляется характеристика вероятных областей питания и разгрузки, величины и направления изменения напоров вод, а также характер изменения химического состава подземных вод изучаемых водоносных горизонтов.

### III. Выделение категорий запасов

31. В Классификации категории запасов нефти и газа устанавливаются на основе следующих признаков:

- а) степень геологической изученности;
- б) степень промышленного освоения.

32. Критериями выделения категорий запасов по степени геологической изученности являются изученность геологического строения и нефтегазоносности залежи сейсмическими и другими полевыми геофизическими исследованиями, бурением, геофизическими методами, промысловыми и аналитическими исследованиями, позволяющими осуществить подсчет запасов и составить проектный документ на разработку месторождений на основе геологической и фильтрационной моделей залежи.

33. По степени промышленного освоения выделяются запасы залежей разрабатываемых и разведываемых месторождений.

34. Запасы залежей разрабатываемых месторождений по степени геологической изученности и промышленного освоения подразделяются на три категории: категория А (разбуренные, разрабатываемые), категория В<sub>1</sub> (разрабатываемые отдельными скважинами, неразбуренные эксплуатационной сеткой скважин, разведанные, подготовленные к промышленной разработке), категория В<sub>2</sub> (разрабатываемые, неразбуренные, оцененные), С<sub>1</sub> (разведанные) и С<sub>2</sub> (оцененные).

35. Запасы категории А (разбуренные, разрабатываемые) в соответствии с требованиями Классификации выделяются и подсчитываются в залежах или их частях, разбуренных эксплуатационной сеткой скважин и разрабатываемых в соответствии с утвержденным в установленном порядке проектным документом на разработку месторождения (технологической схемой разработки или дополнением к ней; технологическим проектом разработки или дополнением к нему).

36. Для отнесения запасов к категории А устанавливаются:

а) тип, форма и размеры залежи; положение тектонических нарушений и их амплитуды (форма и размеры каждого тектонического блока); для литологически ограниченных залежей – границы выклинивания пласта или замещения проницаемых пород непроницаемыми, для стратиграфически экранированных залежей – границы стратиграфического экранирования пластов;

б) положение продуктивного пласта в разрезе и степень выдержанности его по площади – места слияния, выклинивания, замещения; геологическая макронеоднородность продуктивных пластов (статистические показатели общих толщин пластов и их коллекторов, а также нефтегазонасыщенных толщин коллекторов; расчлененности и песчаности разреза в границах подсчетного объекта; интервалы изменения, средние значения, коэффициенты вариаций; объемы выборки), толщины пород-покрышек;

в) литологические особенности продуктивного пласта и вмещающих пород – геологическая микронеоднородность – вещественный состав; тип коллектора; коллекторские свойства пород, слагающих пласт (пористость, проницаемость, трещиноватость, кавернозность, карбонатность и глинистость), минеральный и гранулометрический состав коллектора, состав цемента, остаточная и начальная нефте- и газонасыщенность коллекторов продуктивных пластов, литологические свойства пород-покрышек: вещественный состав, пористость, проницаемость;

г) геофизические критерии выделения пород-коллекторов, увязанные с данными по керну;

д) гидропроводность и пьезопроводность;

е) физико-гидродинамические характеристики: коэффициент вытеснения нефти водой (газом), кривые фазовых проницаемостей, смачиваемость (гидрофобность, гидрофильность), определенные по собственному керну;

ж) положения флюидальных контактов (или условных подсчетных уровней) по данным опробования и с учетом промыслово-геофизических материалов, а также контуры нефтегазоносности;

з) состав и свойства нефти и газа в пластовых и стандартных условиях, а также содержащихся в них попутных полезных компонентов:

– давление насыщения нефти газом, газосодержание, плотность, вязкость, объемный коэффициент, сжимаемость;

– физико-химические свойства нефти, дегазированной способом дифференциального разгазирования до стандартных условий: плотность, кинематическая вязкость, молекулярная масса, температура начала кипения и начала застывания, температура насыщения нефти парафинами, процентное содержание парафинов, асфальтенов, силикагелевых смол, серы, фракционный состав, компонентный состав;

– физико-химические свойства газа: компонентный состав, плотность по воздуху и абсолютная, сжимаемость;

– физико-химические свойства конденсата: усадка сырого конденсата, количество газа дегазации, плотность, молекулярная масса, начало и конец кипения стабильного конденсата, компонентный и углеводородный состав, содержание парафинов, серы, смол;

– для залежей с повышенной вязкостью нефти, по которым могут быть рассмотрены варианты разработки с применением теплофизических и термохимических методов воздействия на пласт, средние значения коэффициента теплопроводности, удельного теплового сопротивления, удельной теплоемкости (раздельно для пород и жидкости);

и) состав и свойства пластовых вод и содержащихся в них попутных полезных компонентов;

к) начальные и текущие дебиты нефти, растворенного газа и воды, свободного газа и содержание в нем сырого и стабильного конденсата; коэффициенты продуктивности скважин, величины начальных и текущих пластовых давлений, давления насыщения и начала конденсации, начальное газосодержание нефти, газовый фактор и его изменение во времени;

л) суммарная накопленная добыча нефти, газа, конденсата и воды по скважинам и пластам на дату подсчета запасов;

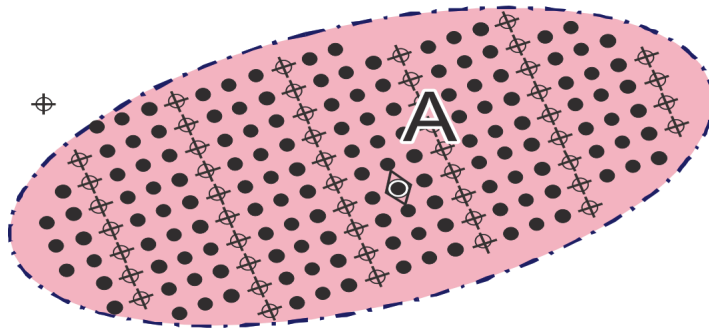
м) возможная гидродинамическая связь отдельных продуктивных пластов и тектонических блоков;

н) проектная добыча нефти, газа и конденсата в соответствии с утвержденным проектным документом на разработку;

о) наиболее эффективные методы повышения коэффициентов извлечения (КИН, КИГ, КИК) по лабораторным и промысловым данным.

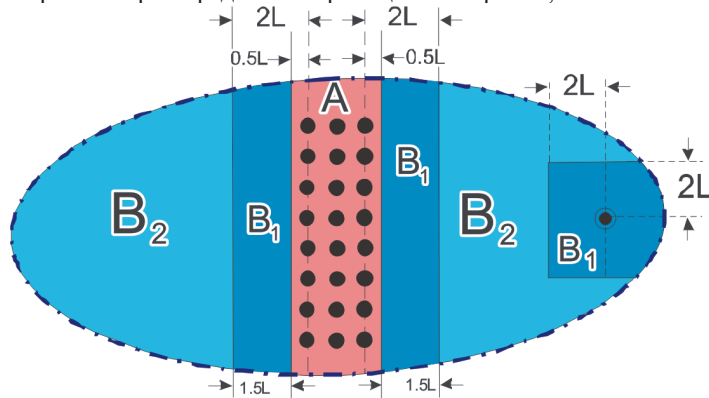
37. Границы запасов категории А устанавливаются:

а) для разрабатываемой залежи, полностью разбуренной эксплуатационными скважинами, и ранее числящимися в эксплуатационном фонде на данную залежь – по контуру залежи (*рис. 1*);



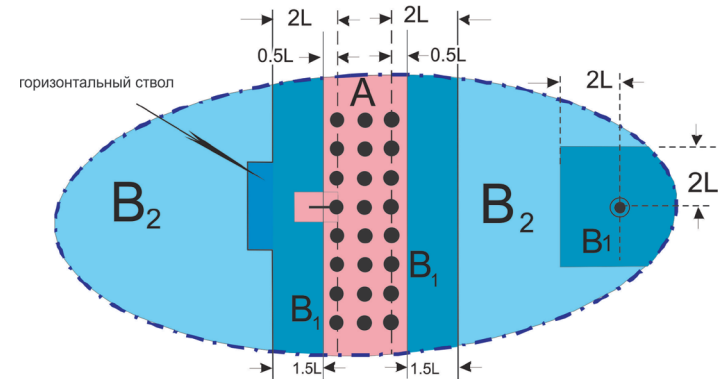
**Рис. 1.** Выделение запасов категории А на разрабатываемой залежи, полностью разбуренной эксплуатационными скважинами

б) для разрабатываемой залежи, частично разбуренной эксплуатационными скважинами – на расстоянии равном половине шага сетки эксплуатационных скважин согласованной действующим проектным документом, от линии, проходящей через крайние скважины, в сторону неизученной части залежи ( $0,5L$ , где  $L$  – расстояние между эксплуатационными скважинами) (рис. 2). В качестве крайних скважин в каждом пласте принимаются эксплуатационные скважины (добывающие, бездействующие, нагнетательные, пьезометрические и другие), запроектированные именно на этот пласт. Транзитные эксплуатационные скважины, запроектированные на другой пласт и не вскрытые перфорацией в данном пласте, не используются в качестве крайних при определении границы категории А;



**Рис. 2.** Выделение запасов категорий А, В<sub>1</sub> и В<sub>2</sub> на разрабатываемой залежи, частично разбуренной эксплуатационными скважинами

в) для залежей, разрабатываемых, в том числе, скважинами с горизонтальными, субгоризонтальными и пологими окончаниями забоя, границы категории А проводятся на всем протяжении ствола скважины на расстоянии  $0,5L$  (рис. 3);



**Рис. 3.** Выделение запасов категорий А, В<sub>1</sub> и В<sub>2</sub> на разрабатываемой залежи, частично разбуренной эксплуатационными скважинами и скважинами с горизонтальным окончанием

г) если эксплуатационные скважины, отнесенные к категории А, расположены на расстоянии меньше или равном  $2L$  от контура залежи, то границы категории А можно распространить до этого контура;

д) для газовых и газоконденсатных залежей, учитывая особенности систем размещения скважин, применяемых для их разработки, границу запасов категории А рекомендуется проводить по границе зоны дренирования (определяется по данным замеров пластового давления в наблюдательных скважинах или рассчитывается по данным гидродинамического моделирования). В случае, если доказано, что область дренирования охватывает всю газовую залежь, границу запасов категории А проводят по контуру залежи.

38. Запасы категории В<sub>1</sub> (разрабатываемые отдельными скважинами, неразбуренные эксплуатационной сеткой скважин, разведанные, подготовленные к промышленной разработке) в соответствии с требованиями Классификации выделяются и подсчитываются в залежах или их частях, не разбуренных эксплуатационными скважинами, разработка которых планируется в соответствии с утвержденным проектным документом (технологической схемой разработки или дополнением к ней, технологическим проектом разработки или дополнением к нему), изученных сейсморазведкой или иными высокоточными методами, прошедшими предварительную апробацию в установленном порядке, и разбуренных поисковыми, оценочными, разведочными, транзитными или углубленными эксплуатационными скважинами, давшими в колонне промышленные притоки нефти или газа (отдельные скважины могут быть не опробованы, но продуктивность их предполагается по данным геофизических и геолого-технологических исследований, а также керна).



39. Для отнесения запасов к категории  $B_1$  устанавливаются:

- а) положение продуктивного пласта в разрезе и степень выдержанности его по площади;
  - б) литологические особенности продуктивного пласта – вещественный состав, тип коллектора, общие толщины пластов и их коллекторов, а также нефтегазонасыщенные толщины коллекторов, фильтрационно-емкостные свойства пород, слагающих пласт (открытая пористость, проницаемость), нефте- и газонасыщенность коллекторов продуктивных пластов;
  - в) коэффициент вытеснения нефти водой (газом) и кривые фазовых проницаемостей;
  - г) высотное положение флюидальных контактов (или условных уровней подсчета) по данным опробования и с учетом промыслово-геофизических данных;
  - д) состав и свойства нефти и газа в пластовых и стандартных условиях, а также содержащихся в них попутных полезных компонентов;
  - е) состав и свойства пластовых вод и содержащихся в них попутных полезных компонентов;
  - ж) по данным опробования пробуренных скважин и/или пробной эксплуатации отдельных скважин – начальные и текущие дебиты нефти, газа и воды, коэффициенты продуктивности скважин, начальные и текущие пластовые давления, давления насыщения, начальное газосодержание;
- з) геофизические критерии выделения пород-коллекторов, увязанные с данными по керну.

40. Границы запасов категории  $B_1$  устанавливаются:

- а) для неразбуренных частей разрабатываемой залежи, непосредственно примыкающих к участкам запасов категории А – на расстоянии равном двойному шагу эксплуатационной сетки –  $2L$  от линии, проходящей через крайние скважины, или  $1,5L$  от границы категории А в сторону неизученной части залежи (рис. 2, 3);
- б) для частей залежи разрабатываемого месторождения, разбуренных поисковыми, оценочными, разведочными скважинами, давшими промышленные притоки нефти или газа при опробовании в колонне, или опробованными испытателем пластов в процессе бурения (некоторые соседние скважины могут быть не опробованы, но продуктивность их предполагается по данным геофизических и геолого-технологических исследований, а также керна) – на расстоянии, равном двойному шагу эксплуатационной сетки –  $2L$  от скважины в сторону неизученной части залежи (рис. 4, а); отдельно расположенные не опробованные разведочные скважины в категорию  $B_1$  не включаются (рис. 4, б); для месторождений в акваториях морей граница запасов категории  $B_1$  устанавливается в пределах рассчитанной (прогнозируемой) зоны дренирования и/или на расстоянии, равном двойному шагу эксплуатационной сетки –  $2L$  от скважины в сторону неизученной части залежи;

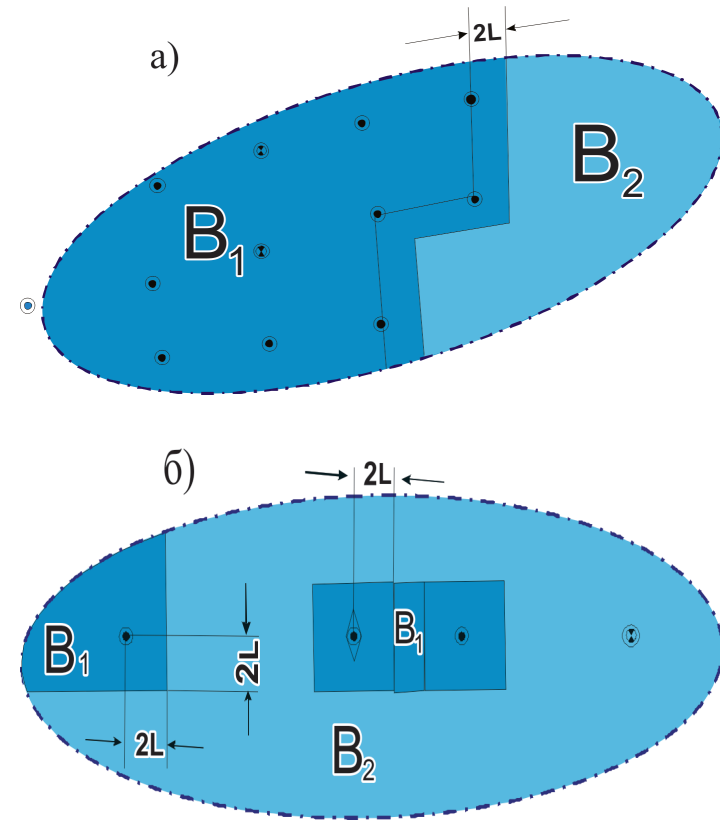


Рис. 4. Выделение запасов категорий  $B_1$  и  $B_2$  по данным разведочного бурения на разрабатываемых месторождениях

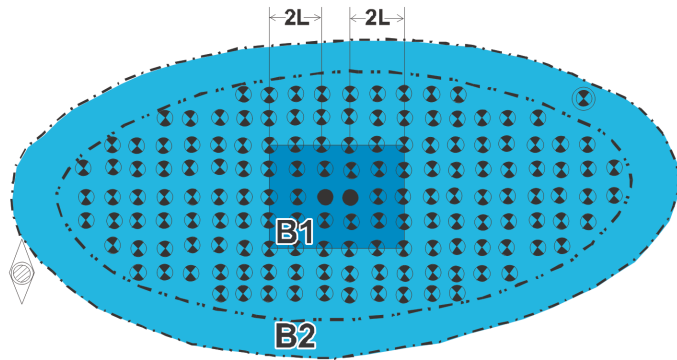
в) если расстояние между квадратами запасов категории  $B_1$  около скважин с промышленными притоками меньше двойного шага проектной эксплуатационной сетки ( $2L$ ), то такие участки могут объединяться;

г) если скважина, давшая промышленные притоки нефти или газа, расположена вблизи границ залежи (расстояние от границы категории  $B_1$  до границы залежи меньше двойного шага эксплуатационной сетки  $2L$ ), то границы категории  $B_1$  можно распространить до границы залежи (рис. 4, б);

д) если доказана гидродинамическая связь между различными участками запасов категории  $B_1$ , такие участки могут объединяться;

е) для частей залежи разрабатываемых месторождений, около опробованных в колонне продуктивных транзитных эксплуатационных скважин (рис. 5) – на расстоянии двойного шага эксплуатационной сетки ( $2L$ ) от опробованных скважин;





**Рис. 5.** Выделение запасов категорий  $V_1$  и  $V_2$  по данным транзитных эксплуатационных скважин, в части которых получены промышленные притоки

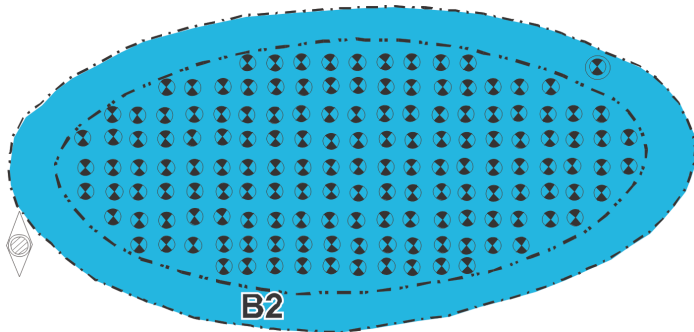
ж) если характер насыщенности в скважине ниже опробованного интервала неясен, границу запасов категории  $V_1$  проводят по нижней отметке интервала перфорации в пределах вскрытого перфорацией проницаемого прослоя.

41. Запасы категории  $V_2$  (неразбуренные, оцененные) выделяются и подсчитываются на неизученных частях залежей разрабатываемых месторождений, не разбуренных эксплуатационными скважинами, разработка которых проектируется в соответствии с утвержденным проектным документом (технологической схемой разработки или дополнением к ней; технологическим проектом разработки или дополнением к нему), изученные сейсморазведкой или иными высокоточными методами, прошедшими апробацию в установленном порядке. Наличие запасов обосновано данными геологических и геофизических исследований и положительными результатами испытания отдельных скважин в процессе бурения.

42. К запасам категории  $V_2$  относят:

а) неразбуренные участки разрабатываемых залежей между внешним контуром нефтегазоносности и границами участков запасов категории  $V_1$  (рис. 2, 3, 4, 5);

б) неразрабатываемую залежь разрабатываемого месторождения, изученную по материалам промыслово-геофизических исследований в транзитных неопробованных эксплуатационных скважинах – до границ залежи (рис. 6).



**Рис. 6.** Выделение запасов категорий  $V_2$  по данным транзитных эксплуатационных скважин

43. Для отнесения запасов нефти и газа к категории  $V_2$  устанавливаются:

а) непрерывность (выдержанность) свойств пласта по данным сейсмических и других геофизических исследований в оцениваемой части залежи;

б) контуры нефтегазоносности, гипсометрическое положение флюидалных контактов, а в случае недостаточной изученности принять условный уровень подсчета с учетом косвенной информации;

в) нефтегазонасыщенные толщины коллекторов, пористость и другие подсчетные параметры по аналогии с разбуренными участками залежей или по данным ГИС в скважинах;

г) свойства нефти по аналогии с изученными участками залежи или с использованием аналогий с разрабатываемой залежью со сходными геолого-промысловыми характеристиками ближайшего разведываемого или разрабатываемого месторождения.

44. Запасы залежей разведываемых месторождений, не введенных в промышленную разработку, по степени геологической изученности подразделяются на две категории: категория  $C_1$  (разведанные), категория  $C_2$  (оцененные).

45. Запасы категории  $C_1$  (разведанные) в соответствии с требованиями Классификации выделяются и подсчитываются на залежи или части залежи, на которых может осуществляться пробная эксплуатация отдельных скважин или пробная эксплуатация участка залежи. Залежи изучаются сейсморазведкой или иными высокоточными методами, прошедшими апробацию в установленном порядке, и разбурены поисковыми, оценочными, разведочными скважинами, давшими в колонне притоки нефти или газа (отдельные скважины, расположенные рядом с опробованными скважинами, могут быть не опробованы, но продуктивность их предполагается по данным геофизических и геолого-технологических исследований, а также керна).

Геологическое строение залежи, фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов, состав и свойства флюидов, гидродинамические характеристики, дебиты скважин изучены по результатам геолого-промысловых исследований скважин в процессе реализации проектов геологоразведочных работ, пробной эксплуатации отдельных скважин или пробной эксплуатации залежи. Запасы категории  $C_1$  подсчитываются по результатам геологоразведочных работ и должны быть изучены в степени, обеспечивающей получение исходных данных для составления проектного документа на разработку.

Для открываемых месторождений в акваториях морей, в том числе на континентальном шельфе Российской Федерации, в территориальных водах, во внутренних морских водах, а также в Каспийском и Азовском морях, к запасам категории  $C_1$  относят залежь/часть залежи, вскрытую первой поисковой скважиной, в которой получены качественные результаты исследований

пластоиспытателями на кабеле (замеры пластовых давлений, отбор проб), позволяющие оценить характер насыщенности пласта.

46. Для отнесения запасов к категории  $C_1$  по залежи устанавливаются:

а) положение продуктивного пласта в разрезе и степень выдержанности его по площади;

б) литологические особенности продуктивного пласта – вещественный состав, тип коллектора, общую толщину пласта, нефте- и газонасыщенные толщины коллекторов, фильтрационно-емкостные свойства пород, слагающих пласт (открытая пористость, проницаемость), нефте- и газонасыщенность коллекторов продуктивных пластов;

в) коэффициент вытеснения нефти водой (газом) и кривые фазовых проницаемостей;

г) высотное положение флюидальных контактов (или условных уровней подсчета) по данным опробования и с учетом промыслово-геофизических данных;

д) состав и свойства нефти и газа в пластовых и стандартных условиях, а также содержащихся в них попутных полезных компонентов;

е) состав и свойства пластовых вод и содержащихся в них попутных полезных компонентов;

ж) по данным опробования пробуренных скважин и/или пробной эксплуатации отдельных скважин – начальные и текущие дебиты нефти, газа и воды, коэффициенты продуктивности скважин, начальные и текущие пластовые давления, давления насыщения, начальное газосодержание;

з) для открываемых месторождений в акваториях морей, в том числе на континентальном шельфе Российской Федерации, в территориальных водах, во внутренних морских водах, а также в Каспийском и Азовском морях, в первых поисковых скважинах допускается исследование скважин пластоиспытателями на кабеле;

и) при открытии месторождения и на начальной стадии его оценки, если полученная в первых скважинах информация не позволяет в полном объеме обеспечить выполнения некоторых условий этого пункта, допускается принятие запасов категории  $C_1$  с параметрами, принятыми по аналогии.

47. Границы запасов категории  $C_1$  устанавливаются:

а) в районе параметрических, поисковых и разведочных скважин, нефтегазоносность в которых установлена по результатам испытаний скважин, давших в колонне промышленные притоки нефти и газа, позволяющие на данной стадии изученности дать предварительную оценку нефтегазоносного потенциала залежи, а также по результатам опробования скважин испытателем пластов (отдельные соседние скважины могут быть не опробованы, но продуктивность их предполагается по данным геофизических и геолого-технологических исследований, а также керна) – в сторону неизученной части залежи на расстоянии двойного шага эксплуатационной сетки ( $2L$ ), согласованных в установленном порядке в проектных документах для аналогичных

залежей разрабатываемых месторождений (рис. 7). Для месторождений в акваториях морей граница запасов категории  $C_1$  устанавливается в пределах рассчитанной (прогнозируемой) зоны дренирования и/или на расстоянии, равном двойному шагу эксплуатационной сетки –  $2L$  от скважины в сторону неизученной части залежи;

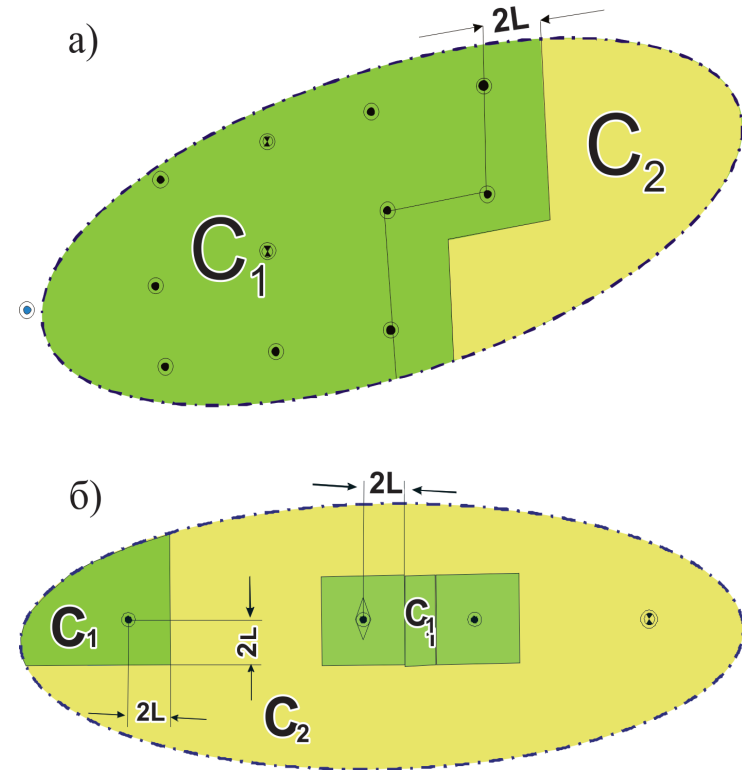


Рис. 7. Выделение запасов категории  $C_1$  и  $C_2$  на разведываемых залежах

б) если расстояние между квадратами запасов категории  $C_1$  около скважин с промышленными притоками меньше двойного шага предполагаемой эксплуатационной сетки ( $2L$ ), то такие участки могут объединяться (рис. 7, б), в случае, когда скважина, давшая промышленные притоки нефти или газа, расположена на расстоянии меньше или равном  $2L$  от контура залежи, то границы категории  $C_1$  можно распространить до этого контура;

в) если доказана гидродинамическая связь между различными участками запасов категории  $C_1$  такие участки могут объединяться;

г) в открытых залежах, где промышленная нефтегазоносность установлена в одной скважине по данным испытаний в колонне, запасы категории  $C_1$  выделяются в квадрате со сторонами на расстоянии равном двойному шагу эксплуатационной сетки ( $2L$ ), согласованному в установленном порядке в проектных документах для аналогичных залежей (рис. 8). Для месторождений в акваториях морей граница запасов категории  $C_1$  устанавливается в пределах рассчитанной (прогнозируемой) зоны дренирования;

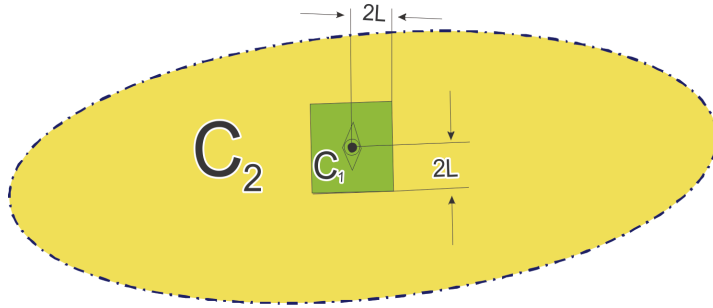


Рис. 8. Выделение запасов категории  $C_1$  и  $C_2$  на новых залежах

д) ориентировка квадратов параллельна осям складки; в случае изометрического строения складки – в направлении север-юг;

е) если характер насыщенности в скважине ниже опробованного интервала неясен, границу запасов категории  $C_1$  проводят по нижней отметке интервала перфорации в пределах вскрытого перфорацией проницаемого прослоя.

48. К категории  $C_2$  (оцененные) в соответствии с требованиями Классификации относятся запасы залежей или частей залежей разведываемых месторождений, изученных сейсморазведкой или иными высокоточными методами, прошедшими апробацию в установленном порядке, наличие которых обосновано данными геологических и геофизических исследований и испытанием отдельных скважин в процессе бурения. Если все скважины в пределах залежи испытаны в процессе бурения испытателем пластов на кабеле, то ее запасы относятся к категории  $C_2$  (исключение составляют месторождения в акваториях морей, в том числе на континентальных шельфах морей Российской Федерации, в территориальных морских водах, во внутренних морских водах, а также в Каспийском и Азовском морях).

49. К категории  $C_2$  относятся запасы:

а) неразбуренных участков разведываемых залежей, между границами залежи и границами участков запасов категории  $C_1$ , если имеется достаточно геолого-геофизической информации для заключения о непрерывности свойств пласта-коллектора по данным сейсмических и других геофизических исследований (рис. 7, 8);

б) в районе скважин, по результатам опробования которых, продуктивность не установлена, а характеристика по геофизическому исследованию скважин (ГИС) аналогична скважинам, давшим промышленные притоки нефти и газа;

в) в районе скважин, продуктивность которых предполагается по данным промыслово-геофизических исследований и расположенных на значительном расстоянии от скважин, в которых получены промышленные притоки углеводородов (нефти, газа и их смеси) (рис. 7, б);

г) в пределах неразбуренных тектонических блоков, примыкающих к блокам с установленной продуктивностью. При этом имеющаяся геологическая информация указывает, что возможно продуктивные пласты в пределах этих блоков по литолого-фациальным характеристикам аналогичны изученной части залежи.

50. Для запасов нефти и газа категории  $C_2$  устанавливаются:

а) непрерывность (выдержанность) свойств пласта по данным сейсмических и других геофизических исследований в оцениваемой части залежи;

б) контуры нефтегазоносности, гипсометрическое положение флюидалных контактов, а в случае недостаточной изученности принять условный уровень подсчета с учетом косвенной информации;

в) нефте- и газонасыщенные толщины коллекторов, пористость и другие подсчетные параметры по аналогии с разбуренными участками залежей или по данным ГИС в скважинах;

г) свойства нефти и газа по аналогии с изученными участками залежи или с использованием аналогий с разрабатываемой залежью со сходными геолого-промысловыми характеристиками ближайшего разведываемого или разрабатываемого месторождения;

д) коэффициенты извлечения нефти, газа и конденсата принимаются по аналогии с изученными участками залежей.

#### IV. Подсчет и учет начальных и остаточных запасов нефти, газа и содержащихся в них попутных полезных компонентов

51. Подсчет запасов месторождений и содержащихся в них попутных полезных компонентов проводится в соответствии с требованиями Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов.

52. Основным объектом подсчета запасов нефти и газа является залежь. Подсчет и учет начальных, остаточных геологических и извлекаемых запасов нефти и газа и содержащихся в них попутных полезных компонентов проводится по каждой залежи отдельно и по месторождению в целом.

Запасы месторождения в целом определяются как сумма запасов всех залежей (всех подсчетных объектов).

53. При определении запасов месторождений подсчитываются и учитываются запасы нефти, газа и содержащихся в них попутных полезных компонентов,

целесообразность извлечения которых обоснована технологическими и технико-экономическими расчетами.

54. Запасы нефти и газа (свободного, газа газовых шапок и растворенного) подсчитываются и учитываются отдельно. Запасы попутных полезных ископаемых и компонентов, подсчитываются и учитываются также отдельно.

55. Подсчет начальных и остаточных запасов нефти и газа проводится отдельно по залежам с выделением запасов газовой, газонефтяной, газонефтеводяной, газоводяной, нефтяной и водонефтяной зон. Сумма запасов по зонам должна соответствовать запасам всей залежи. Для очень мелких и мелких многопластовых месторождений подсчет запасов может производиться по полезным ископаемым (нефть, газ) и содержащимся в них попутным полезным компонентам без разделения по зонам насыщения.

56. Для учета запасов залежей, часть которых расположена за пределами лицензионного участка, запасы нефти, газа и содержащихся в них попутных полезных компонентов определяются как в целом по месторождению, залежам, так и в границах лицензионных участков (распределенный фонд) всех недропользователей и за их пределами (нераспределенный фонд).

57. Подсчет и учет запасов различных категорий ведется отдельно. Выделение категорий запасов нефти и газа по изученности производится по каждой залежи отдельно. Для двухфазных залежей выделение категорий может проводиться отдельно для их нефтяной и газовой частей.

58. Для нефтяных залежей, содержащих традиционные запасы углеводородов, основным методом подсчета геологических запасов нефти и растворенного газа является объемный метод. Метод материального баланса является вспомогательным и может применяться для контроля подсчета запасов разрабатываемых залежей или их участков, охваченных на дату подсчета дренированием.

59. Объемный метод применяется для подсчета геологических запасов нефти и газа, содержащих традиционные запасы с использованием трехмерных геологических моделей.

60. Для залежей с накопленным отбором газа более 30% от начальных геологических запасов при условии преобладающего газового режима разработки в отчете по подсчету запасов представляется подсчет запасов на основе методов материального баланса.

61. Для залежей, содержащих нетрадиционные запасы, подсчет и учет запасов нефти, газа и попутных полезных компонентов производится с использованием методик, изложенных в отдельных методических рекомендациях, утвержденных в установленном порядке.

62. Подсчет геологических запасов нефти производится с учетом объемного коэффициента и плотности нефти, определяемых по результатам дифференциального, или ступенчатого, разгазирования глубинных или рекомбинированных проб пластовой нефти до стандартных условий. При отсутствии исследований

таких проб на месторождениях, находящихся на последних стадиях разработки (3, 4), допускается:

- а) применение данных, полученных методом однократного разгазирования;
- б) учет данных по результатам моделирования PVT-свойств. В отдельных случаях для запасов категории  $B_2$ ,  $C_1$  и  $C_2$  допускается использование данных по свойствам нефтей объектов-аналогов.

63. Подсчет геологических запасов растворенного газа производится по его содержанию в нефти в пластовых условиях, которое определяется по результатам дифференциального или ступенчатого разгазирования глубинных проб нефти до стандартных условий. В отдельных случаях для подсчета запасов категории  $B_2$ ,  $C_1$  и  $C_2$  допускается использование данных по свойствам растворенного газа объектов-аналогов.

64. Основным документом подсчета начальных геологических запасов нефти и газа является подсчетный план, составляемый на основе структурных карт по кровле подсчетного объекта или карт поверхности коллекторов этого объекта. Масштабы подсчетных планов и других графических приложений на их основе – (1:5000–1:50000) зависят от размера и сложности геологического строения залежи. В отдельных случаях, при подсчете запасов по крупным и уникальным месторождениям, масштаб подсчетных планов и других графических приложений на их основе может быть принят равным 1:100000.

65. Для проведения государственной экспертизы геологических и извлекаемых запасов для месторождений, находящихся в разработке (категория запасов  $A$ ,  $B_1$ ,  $B_2$ ) совместно представляются подсчет запасов и проектный технический документ (технологическая схема, технологический проект разработки и дополнения к ним).

66. Для залежей (месторождений), находящихся в разработке (категории запасов  $A$ ,  $B_1$ ,  $B_2$ ), извлекаемые запасы нефти, газа, конденсата и содержащихся в них попутных полезных компонентов определяются в результате технико-экономических расчетов по рекомендуемому варианту разработки, утвержденному в установленном порядке, в соответствии с КИН, КИГ, КИК, рассчитанных в проектном технологическом документе на разработку залежей (месторождений) за рентабельный период разработки и за период полной выработки запасов.

67. В случае открытия новой залежи на разрабатываемом месторождении представляется оперативный подсчет запасов и дополнение к проектному технологическому документу в соответствии с Правилами подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья.

68. При изменении ранее утвержденных геологических запасов категорий  $A + B_1 + B_2$  более чем на 20% от начальных запасов по месторождению и/или принципиальном изменении геологической модели месторождения на экспертизу представляются подсчет геологических запасов и технологическая схема/проект разработки. Изменение запасов очень мелких месторождений (*табл. 2*) рассматривается в рамках оперативного подсчета запасов.



Принципиальным изменением геологической модели месторождения признается изменение типов залежей (пликативные, тектонически экранированные, литологически ограниченные), разделение или соединение ранее утвержденных залежей в другие подсчетные объекты, не совпадающие с учтенными в государственном балансе запасов полезных ископаемых.

69. При изменении ранее утвержденных геологических запасов категорий А + В<sub>1</sub> + В<sub>2</sub> менее чем на 20% от начальных запасов по месторождению, подсчитанных на дату утверждения, на экспертизу полезных ископаемых представляется оперативный подсчет запасов. При этом для подсчета и учета извлекаемых запасов принимаются коэффициенты извлечения, нефти, газа и конденсата, ранее утвержденные в установленном порядке.

70. Если ранее утвержденные извлекаемые запасы категорий А + В<sub>1</sub> + В<sub>2</sub> не подтверждаются при сохранении ранее принятой геологической модели на экспертизу представляется обоснование коэффициентов извлечения (КИН, КИГ, КИК), выполненное в рамках технологического проекта разработки (дополнение к технологической схеме разработки/дополнение к проекту разработки).

71. Все проектные документы должны быть выполнены в соответствии с Правилами разработки месторождений углеводородного сырья и Правилами подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья, утвержденными в установленном порядке, с использованием всей имеющейся геолого-промысловой информации на дату составления проектного документа.

72. Для месторождений, находящихся в разведке (категории С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub>), расчет извлекаемых запасов нефти, газа и конденсата (КИН, КИГ, КИК) осуществляется на основании технико-экономических расчетов по рекомендуемому варианту разработки, рассчитанному в проекте пробной эксплуатации месторождений (залежей), утвержденному в установленном порядке, и экспертных оценок или упрощенных статистических способов определения коэффициентов извлечения:

- а) эмпирических методов;
- б) по коэффициентному методу;
- в) метода аналогий.

73. Коэффициенты извлечения и извлекаемые запасы природных углеводородов (нефти, газа и конденсата) рассчитываются и учитываются по каждой залежи в эксплуатационном объекте по рекомендуемому экономически обоснованному варианту разработки, обеспечивающему рациональное извлечение запасов нефти, газа и конденсата при соблюдении требований охраны недр и окружающей среды, правил ведения горных работ.

74. Запасы месторождений и ресурсы нефти, конденсата, серы, металлов подсчитываются, оцениваются и учитываются в единицах массы (в тысячах тонн). Запасы месторождений и ресурсы газа приводятся к стандартным условиям (давлению 0,1 МПа и температуре 20 °С). Запасы и ресурсы сухого газа,

этана, пропана, бутанов, сероводорода, диоксида углерода, подсчитываются, оцениваются и учитываются в миллионах кубических метров, гелия и аргона – в тысячах кубических метров.

75. Отчеты по подсчету запасов и их оперативному изменению оформляются в соответствии с действующими нормативно-методическими документами, утвержденными Приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации.

76. При графическом отображении площадей в границах различных категорий запасов используется следующая цветовая гамма:

- для категории А – светло-красный цвет;
- для категории В<sub>1</sub> – светло-синий цвет;
- для категории В<sub>2</sub> – голубой цвет;
- для категории С<sub>1</sub> – светло-зеленый цвет;
- для категории С<sub>2</sub> – желтый цвет.

#### **V. Подготовленность месторождений для промышленной разработки**

77. Подготовленность разведанных месторождений (залежей) нефти и газа для промышленной разработки определяется степенью их геолого-промысловой изученности, которая достаточна для составления технологической схемы разработки.

78. Месторождение считается подготовленным к промышленной разработке при условии, что запасы нефти/газа категории С<sub>1</sub> составляют более 30% от всех запасов залежи и при соблюдении требований к изученности для категории В<sub>1</sub>.

#### **VI. Выделение категорий и требования к оценке ресурсов нефти и газа**

79. Выделение категорий ресурсов нефти и газа осуществляется по степени геологической изученности объектов и их перспектив нефтегазоносности.

80. Критерием выделения категорий ресурсов является соответствующая степень изученности геологического строения и предполагаемая нефтегазоносность ловушек или участка недр по площади и разрезу геофизическими, геохимическими и другими видами региональных и поисково-разведочных работ.

81. Ресурсы нефти и газа по степени геологической изученности и обоснованности подразделяются на четыре категории: категория D<sub>0</sub> (подготовленные), категория D<sub>н</sub> (локализованные), категория D<sub>1</sub> (перспективные), категория D<sub>2</sub> (прогнозируемые).

82. Ресурсы категории D<sub>0</sub> выделяются на подготовленных к бурению ловушках в районах с доказанной промышленной нефтегазоносностью и в невоскрывших бурением возможно продуктивных пластах открытых месторождений.

Основанием для постановки поискового бурения на площади является наличие структуры (ловушки), подготовленной комплексом геолого-геофизических исследований для глубокого бурения в соответствии



с действующими требованиями и сделанной оценкой подготовленных ресурсов категории  $D_0$ .

83. Для оценки ресурсов категории  $D_0$  устанавливаются:

а) наличие объекта (структурной, тектонически-экранированной, стратиграфической, литологической ловушки или их совокупности), подготовленного методами, прошедшими апробацию в установленном порядке;

б) степень подтверждаемости размеров и форм подобных объектов в пределах района – по данным глубокого бурения;

в) форма и размеры ловушки, изученные кондиционной сеткой сейсмических профилей; условия залегания предполагаемых залежей по результатам геолого-геофизических исследований, прошедших апробацию в установленном порядке;

г) наличие пластов-коллекторов, их толщины и фильтрационно-емкостные свойства, а также наличие покрышек – на основании структурно-фациального анализа, опирающегося на данные глубокого бурения на объектах-аналогах;

д) состав и свойства углеводородов – по аналогии с данными по залежам сходного строения в тех же пластах открытых месторождений данного нефтегазоносного района;

е) коэффициенты заполнения ловушек нефтью или газом – по аналогии с изученными месторождениями на основании анализа условий формирования углеводородов нефтяных и газовых залежей в пределах данной структурно-фациальной зоны данного нефтегазоносного района;

ж) положение ВНК, ГВК, ГНК, контролирующих возможную площадь нефтегазоносности, которое определяется путем анализа геолого-структурных условий, закономерностей изменения положения контактов того же пласта в соседних залежах – по картам изоконтактов или с учетом коэффициентов заполнения ловушек этих залежей на основе известных закономерностей их формирования в пределах данного нефтегазоносного района;

з) коэффициенты извлечения нефти, газа и конденсата аналогии с изученными залежами в тех же пластах месторождений данного нефтегазоносного района.

84. Локализованные ресурсы нефти и газа (категория  $D_n$ ) – оцениваются в возможно продуктивных пластах в ловушках, выявленных по результатам поисковых геологических и геофизических исследований в пределах районов с доказанной и предполагаемой промышленной нефтегазоносностью. Локализованные ресурсы нефти и газа используются при планировании геологоразведочных работ с целью подготовки наиболее перспективных объектов для проведения площадных геофизических работ (сейсморазведка, гравиразведка, магниторазведка и пр.).

85. Категория  $D_1$  (перспективные) – ресурсы нефти, газа и конденсата литолого-стратиграфических горизонтов и комплексов с доказанной промышленной нефтегазоносностью в пределах крупных региональных структур

первого порядка. Количественная оценка перспективных ресурсов проводится по результатам региональных геологических, геофизических, геохимических исследований и по аналогии с изученными месторождениями, открытыми в пределах оцениваемого региона в соответствии с действующим на момент оценки методическим руководством по количественной оценке ресурсов нефти, газа и конденсата.

Перспективные ресурсы нефти и газа категории  $D_1$  отражают возможность открытия месторождений нефти и газа в оцениваемом регионе и используются для проектирования региональных геологоразведочных работ на нефть и газ, выбора наиболее перспективных участков для проведения на них поисковых геологических и геофизических исследований.

86. Категория  $D_2$  (прогнозируемые) – ресурсы нефти, газа и конденсата литолого-стратиграфических комплексов, оцениваемые в пределах крупных региональных структур первого порядка, промышленная нефтегазоносность которых еще не доказана. Перспективы нефтегазоносности этих комплексов предполагаются на основе имеющихся данных геологических, геофизических и геохимических исследований, а также по аналогии с другими, изученными нефтегазоносными районами той же нефтегазоносной области, где установлены месторождения нефти и газа или вышележащими нефтегазоносными комплексами.

Прогнозируемые ресурсы нефти и газа категории  $D_2$  отражают потенциальную возможность открытия месторождений в регионе, промышленная нефтегазоносность которого не доказана, и используются для проектирования региональных геологоразведочных работ на нефть и газ.

87. Оценка и учет ресурсов различных категорий ведется раздельно.

88. Оценка и учет нетрадиционных ресурсов нефти, газа и попутных полезных компонентов производится с использованием, методик, изложенных в специальных методических рекомендациях, утвержденных в установленном порядке.

89. Оценка геологических ресурсов нефти и газа подготовленных (категории  $D_0$ ) и локализованных (категории  $D_n$ ) на площадях, изученных сейсморазведочными работами, проводится объемным методом.

90. Оценка перспективных (категории  $D_1$ ) и прогнозируемых (категории  $D_2$ ) ресурсов производится с использованием методов, изложенных в специальных методических рекомендациях, утвержденных в установленном порядке.

91. Ресурсы оцениваются и учитываются раздельно по нефти и газу в пределах нефтегазоносных провинций, областей, районов, зон, площадей и отдельных ловушек по результатам геологоразведочных работ.

92. Оценка извлекаемых ресурсов и коэффициентов извлечения (КИН, КИК и КИГ) подготовленных (категории  $D_0$ ) и локализованных (категории  $D_n$ ), перспективных (категории  $D_1$ ) и прогнозируемых (категории  $D_2$ ) ресурсов производится с использованием метода аналогии и экспертной оценки.

Приложение 1

**Классификация нефтей по содержанию серы**

Содержание серы в нефти, %	Типы нефти
До 0,5	Малосернистые
0,5–1,0	Среднесернистые
1,0–3,0	Сернистые
Более 3,0	Высокосернистые

Приложение 2

**Классификация нефтей по количеству парафинов**

Содержание парафинов, %	Типы нефти
Менее 1,5	Малопарафинистые
1,51–6	Парафинистые
более 6	Высокопарафинистые

Приложение 3

**Классификация нефтей по содержанию смол и асфальтенов**

Содержание смол и асфальтенов, %	Типы нефти
Менее 5	Малосмолистые
5–15	Смолистые
более 15	Высокосмолистые

Приложение 4

**Классификация нефтей по плотности**

Плотность нефти при 20° и 0,1 МПа, г/см <sup>3</sup>	Типы нефти
до 0,830	Особо легкая
0,831–0,850	Легкая
0,851–0,870	Средняя
0,871–0,895	Тяжелая
более 0,895	Битуминозная

Приложение 5

**Классификация нефтей по вязкости**

Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа х с	Типы нефти
до 5,0	Незначительной вязкости
от 5,1 до 10,0	Маловязкая
от 10,1 до 30,0	Повышенной вязкости
от 30,1 до 200,0	Высоковязкая
более 200,0	Сверхвязкая

Приложение 6

**Рекомендуемые минимальные промышленные концентрации попутных компонентов**

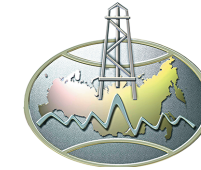
Основное или попутное полезное ископаемое	Попутные компоненты	Промышленная концентрация*
Нефть	Сера	0,5%
	Ванадий	120 г/т
	Никель	120 г/т
	Титан	120 г/т
Конденсат	Сера	0,5%
	Этан	3%
Свободный газ и газ газовых шапок	Сероводород	0,5%
	Гелий	0,05%
	Диоксид углерода	15%
	Этан	3%
Растворенный газ	Пропан–бутаны	0,9%
	Сероводород	0,5%
	Гелий	0,035%
	Йод	10 мг/л
Пластовые воды	Бром	200 мг/л
	Окись бора	250 мг/л
	Литий	10 мг/л
	Рубидий	3 мг/л
	Цезий	0,5 мг/л
	Стронций	300 мг/л
	Германий	0,05 мг/л
	Вольфрам	0,03 мг/л
	Магний	100 г/л
	Калий	1000 мг/л

\*При утверждении соответствующих регламентирующих документов минимальные промышленные концентрации попутных компонентов принимаются в соответствии с регламентирующими документами.

Приложение 7

**Классификация газоконденсатных залежей по содержанию конденсата ( $C_{5+B}$ )**

Содержание конденсата ( $C_{5+B}$ ), г/м <sup>3</sup>	Группы месторождений
менее 25	низкоконденсатные
от 25 до 100	среднеконденсатные
от 100 до 500	высококонденсатные
более 500	уникальноконденсатные



Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации

Распоряжение  
от 18 мая 2016 г. № 12-р

Приложение 8

**Условные обозначения**

	Поисковая скважина, давшая приток УВС
	Поисковая законтурная скважина, давшая приток воды
	Разведочная скважина, давшая приток УВС
	Разведочная неопробованная скважина, продуктивная по ГИС
	Эксплуатационная, продуктивная по ГИС
	Эксплуатационная скважина, давшая приток УВС
	Нагнетательная скважина
	Внешний контур нефтеносности
	Запасы категории А
	Запасы категории В <sub>1</sub>
	Запасы категории В <sub>2</sub>
	Запасы категории С <sub>1</sub>
	Запасы категории С <sub>2</sub>

**Об утверждении Временных методических рекомендаций по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья**

В целях реализации Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 № 477 (зарегистрировано в Минюсте России 31.12.2013 регистрационный № 30943):

1. Утвердить прилагаемые Временные методические рекомендации по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья (далее – Методические рекомендации).

2. Департаменту управления делами и кадров разместить Временные методические рекомендации на официальном сайте Минприроды России в течение 3 дней с момента утверждения.

Министр  
**С.Е. Донской**

**Методические рекомендации по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья**

**I. Общие положения**

1.1. Настоящие Методические рекомендации разработаны с целью оказания методической помощи при подготовке технических проектов разработки месторождений и залежей углеводородного сырья, включая определение видов, состава, структуры, содержания и порядка оформления подготавливаемой

\* Утверждены распоряжением Минприроды России от 18 мая 2016 г. № 12-р

\*\* Авторы-разработчики: Каспаров О.С., Хлебников П.А., Шпуров И.В., Давыдов А.В., Курамшин Р.М., Шандрыгин А.Н., Колбиков С.В., Ершов С.Е., Сутормин С.Е., Тимчук А.С., Браткова В.Г., Горюнов Л.Ю., Трофимова О.В., Лубяницкий Г.В., Выгон Г.В., Клубков С.В., Ежов С.С., Рубцов А.С.

проектной документации и предназначены для использования Федеральным агентством по недропользованию и его территориальными органами, организациями, находящимися в их ведении.

1.2. Настоящие Методические рекомендации распространяются на проекты пробной эксплуатации месторождений (залежей), технологические схемы разработки, технологические проекты разработки и дополнения к ним.

## **II. Общие рекомендации при подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья**

2.1. Техническими проектами на разработку месторождений углеводородного сырья (далее – УВС) являются проектные технологические 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 – ТСР) и дополнение к нему (далее – ДТТР), 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 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 и условия пользования участком недр;
- б) техническое задание на проектирование;
- в) протоколы ранее согласованных ПТД комиссией, создаваемой Федеральным агентством по недропользованию в соответствии с пунктом 5 Положения о подготовке, согласовании и утверждении технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых и иной проектной документации на выполнение работ, связанных с использованием участками недр, по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами, утвержденное постановлением Правительства Российской Федерации от 03.03.2010 № 118 «Об утверждении положения о подготовке, согласовании и утверждении технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых и иной проектной документации на выполнение работ, связанных с использованием участками недр» (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) (далее – Положение о подготовке, согласовании и утверждении технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых и иной проектной документации на выполнение работ, связанных с использованием участками недр, по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами);

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 соответствующего заключения государственной экспертизы запасов полезных ископаемых 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, утвержденное постановлением Правительства Российской Федерации от 11.02.2005 N 69 «О государственной экспертизе запасов полезных ископаемых, геологической, экономической и экологической информации о предоставляемых в пользование участках недр, размере и порядке взимания платы за ее проведение» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2005, № 8, ст. 651; 2006, № 32, ст. 3570; 2007, № 5, ст. 663; 2009, № 18, ст. 2248; 2014, № 6, ст. 594; 2015, № 50, ст. 7171; 2016, № 8, ст. 1133) (далее – Положение о государственной экспертизе запасов полезных ископаемых, геологической, экономической и экологической информации о предоставляемых в пользование участках недр, размере и порядке взимания платы за ее проведение);

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 подсчета запасов с подписью ответственного лица и печатью предприятия, справка по использованию попутного газа и мероприятиях по увеличению процента использования попутного газа до 95% с подписью ответственного лица и печатью предприятия;

з) результаты лабораторных исследований керна и пластовых флюидов;

и) результаты промысловых исследований 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 нефти с выделением статей по направлениям затрат (на дату начала расчетов) с подписью ответственного лица и печатью предприятия, 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), изоляционными работам (включая ремонтно-изоляционные

работы, ликвидация заколонных перетоков) с подписью ответственного лица и печатью предприятия;

м) дополнительные материалы по запросу организации – составителя проектного документа.

### III. Технические проекты на разработку месторождений

3.1. Проект пробной эксплуатации месторождения (залежи).

3.1.1. ППЭ и ДППЭ составляется на стадии разведки, с целью получения необходимой информации для уточнения геологического строения, добычных возможностей, в том числе с использованием различных технологий интенсификации добычи УВС, выполнения подсчета запасов и подготовки месторождения к промышленному освоению.

3.1.2. В ППЭ и ДППЭ выделяются участки пробной эксплуатации в пределах категории запасов С1.

3.1.3. 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/залежей/эксплуатационных объектов, морских (шельфовых) месторождений.

3.1.4. Эксплуатационный объект (далее – ЭО) включает залежь нефти (газа) или часть залежи или несколько залежей нефти (газа).

Самостоятельный эксплуатационный объект разрабатывается единой сеткой эксплуатационных скважин. Возвратным эксплуатационным объектом является ЭО, разработка которого, как самостоятельного, технико-экономически нерентабельна, что обосновано в ПТД.

При наличии пяти и более эксплуатационных объектов, для мелких и очень мелких месторождений, срок ППЭ увеличивается 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 3 года в порядке согласования ПТД в соответствии с Положением о подготовке, согласовании и утверждении технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых и иной проектной документации на выполнение работ, связанных с использованием участками недр, по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами.

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 данного ППЭ или ДППЭ.

3.1.5. ППЭ, а также документы и материалы по подсчету запасов УВС, на основании которых подготовлен ППЭ, представляются одновременно в Фе-

деральное агентство по недропользованию для проведения государственной экспертизы запасов полезных ископаемых 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 и для согласования ППЭ в порядке, установленном Положением о подготовке, согласовании и утверждении технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых и иной проектной документации на выполнение работ, связанных с использованием участками недр, по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами. Также совместно с ППЭ в Федеральное агентство по недропользованию представляются оригиналы документов, указанных в подпунктах «ж» и «л» пункта 2.3 настоящих Методических рекомендаций.

3.1.6. В ППЭ и ДППЭ представляется один вариант разработки на полное развитие, с вовлечением запасов категории С1 + С2 для перспективного планирования обустройства месторождения и объектов внешнего транспорта. Для этого варианта рассчитываются технико-экономические показатели до конца расчетного периода.

3.1.7. ППЭ и ДППЭ включают программу научно-исследовательских работ и доразведки месторождения, обеспечивающую получение всей необходимой информации для выполнения подсчета запасов и составления технологической схемы разработки. По результатам реализации программы устанавливаются:

- 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;
- в) общая эффективная и нефтегазонасыщенная толщина продуктивных пластов, их изменения в пределах контуров нефтегазоносности;
- г) тип, минеральный и гранулометрический состав пород продуктивных пластов;
- д) фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов (в том числе: пористость, проницаемость, параметры трещин для трещиноватых коллекторов);
- е) геомеханические свойства пород;
- ж) начальные значения нефтегазонасыщенности пород-коллекторов, характер их изменения по площади и разрезу продуктивных пластов;
- з) значения начальных пластовых давлений и температур всех продуктивных пластов;



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

к) 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);

л) 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);

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

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

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

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

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

с) относительные фазовые проницаемости для нефти, газа и воды. Капиллярного давления и остаточной нефтенасыщенности при вытеснении нефти рабочими вытесняющими агентами;

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

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

3.1.8. Дополнение к ППЭ составляется по данным разведочного и эксплуатационного бурения в рамках сроков действия утвержденного проектного документа в случае:

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

б) выявление новых продуктивных пластов;

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

г) необходимости изменения выделенных эксплуатационных объектов;

д) уточнение или изменение 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) методы интенсификации добычи УВС и повышения коэффициента извлечения;

в) анализ фактических режимов эксплуатации добывающих скважин;

г) создание трехмерной геологической и гидродинамической (газодинамической) моделей месторождения.

3.1.10. Для газовых, газоконденсатных, нефтегазоконденсатных и морских (шельфовых) месторождений, ввиду особенностей их разработки, напрямую увязанных с полномасштабной системой обустройства, проектирование может начинаться с ТСР. В этом случае, все виды исследований, изложенные в пункте 3.1.7 настоящих Методических рекомендаций, выполняются на стадии разведки.

3.2. Технологическая схема разработки.

3.2.1. ТСР и ДТСР являются проектными документами, определяющим 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 одновременно в Федеральное агентство по недропользованию для проведения государственной экспертизы запасов полезных ископаемых 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 и для согласования ТСР в порядке, установленном Положением о подготовке, согласовании и утверждении технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых и иной проектной документации на выполнение работ, связанных с использованием участками недр, по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами. Также совместно с ТСР в Федеральное агентство по недропользованию представляются оригиналы документов, указанных в подпунктах «ж» и «л» пункта 2.3 настоящих Методических рекомендаций.

3.2.3. Для крупных и уникальных месторождений УВС допускается составление технологических схем и технологических проектов разработки и дополнений к ним для одного или нескольких эксплуатационных объектов, разрабатываемых с использованием общей системы сбора и подготовки продукции.

3.2.4. Допускается составление единых технологических схем и технологических проектов разработки и дополнений к ним для группы мелких и очень

мелких 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 (далее – лицензионного участка), и находится в нераспределенном фонде недр или предоставлена в пользование на основании лицензий другому(им) недропользователю(ям), ПТД 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. ПТД могут составляться по отдельному лицензионному участку, при условии что предложенные проектные решения согласованы между пользователями недр прилегающих лицензионных участков. Технологические показатели разработки в ТСР и ДТТР рассчитываются до конца срока разработки.

3.2.7. Основные задачи ТСР и ДТТР:

- а) выделение эксплуатационных объектов;
- б) создание трехмерной гидродинамической модели 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 коэффициента извлечения УВС из пластов;
- ж) технико-экономическое обоснование варианта, рекомендуемого для согласования в соответствии со статьей 23.2 Закона Российской Федерации «О недрах»;
- з) подготовка программы исследовательских работ, мониторинга и контроля разработки и доразведки месторождения.

3.2.8. В ТСР и ДТТР обосновываются мероприятия по повышению коэффициента извлечения УВС на основе анализа эффективности применения гидродинамических, физико-химических, газовых, тепловых и иных методов увеличения нефте/газо/конденсатоотдачи, рекомендуются мероприятия по достижению установленного норматива использования попутного нефтяного газа (далее – ПНГ).

3.2.9. Коэффициенты извлечения и извлекаемые запасы УВС, обоснованные в ТСР и ДТТР, проходят государственную экспертизу запасов полезных ископаемых с постановкой на государственный баланс запасов полезных ископаемых (далее – ГБЗ).

3.2.10. 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, ТТР и дополнений к ним допускается выделение участка опытно-промышленной разработки (ОПР). Технологические и технико-экономические показатели разработки для этого участка рассчитываются отдельно. Срок проведения ОПР для утвержденной технологии не превышает 7 (семи) лет, уровни добычи в этот период по участку ОПР не регламентируются и не учитываются в суммарном уровне добычи, утвержденном по месторождению.

3.2.11. Дополнения к ПТД (кроме ППЭ) представляются на согласование в Федеральное агентство по недропользованию одновременно с документами и материалами по подсчету запасов (при изменении числящихся на ГБЗ геологических запасов более, чем на 20% по месторождению) или оперативным изменениям состояния запасов (при изменении числящихся на ГБЗ 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 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 и для согласования дополнения к ПТД в порядке, установленном Положением о подготовке, согласовании и утверждении технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых и иной проектной документации на выполнение работ, связанных с использованием участками недр, по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами. Также совместно с дополнением к ПТД в Федеральное агентство по недропользованию представляются оригиналы документов, указанных в подпунктах «ж» и «л» пункта 2.3 настоящих Методических рекомендаций.

3.2.12. Дополнения к ТСР, дополнения к ТТР представляются на согласование в порядке, установленном Положением о подготовке, согласовании и утверждении технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых и иной проектной документации на выполнение работ, связанных с использованием участками недр, по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами без документов и материалов по подсчету запасов или оперативному изменению состояния запасов, представляемых для проведения государственной экспертизы запасов полезных ископаемых, в следующих случаях:

- а) отклонении фактической годовой добычи нефти и/или газа от проектной, превышающее установленное значение отклонений при выполнении ежегодных проектных показателей по бурению и вводу скважин в эксплуатацию, количеству действующих добывающих и нагнетательных скважин и объемов геолого-технологических и/или технических мероприятий (далее – ГТМ).

При ГТМ осуществляется комплекс работ в (на) скважинах, с целью интенсификации добычи УВС, оптимизации разработки месторождения или

эксплуатационного объекта (далее - ЭО) и увеличения коэффициентов извлечения УВС;

б) несоответствии динамики обводнения пробуренных скважин разрабатываемого(ых) объекта(ов) проектным показателям обводнения и необходимостью изменений технологии разработки;

в) получении положительных результатов, проведенных на месторождении ОПР, и возможности их распространения на объект разработки или изменении (не подтверждения) эффективности проводимых ГТМ;

г) необходимости изменения технологии и системы разработки.

3.2.13. В дополнении к ТСР (далее – ДТСР), выполняемом в целом по месторождению, анализируется выполнение утвержденного проектного документа за рассматриваемый период, при необходимости обосновывается изменение системы разработки, уточняются геологические и гидродинамические (газодинамические) модели эксплуатационных объектов (залежей), уточняются проектные решения и технико-экономические показатели, проводится планирование применения новых эффективных методов воздействия на пласты, не предусмотренных в последнем утвержденном проектом документе.

3.2.14. Допускается составление ДТСР, а также дополнение к ТПР (далее – ДТПР) по упрощенной схеме (но не более двух раз подряд) для месторождений, содержащих несколько объектов разработки при выполнении условий, указанных в пункте 3.2.11 настоящих Методических рекомендаций, в следующих случаях:

а) при выявлении новых залежей после составления последнего утвержденного проектного документа, если технологические решения и прогнозные уровни добычи по остальным залежам (эксплуатационным объектам) не изменяются;

б) при изменении технологических решений и прогнозных уровней добычи УВС для одного или нескольких (но не более трех) объектов разработки.

В этом случае, построение геологической и гидродинамической модели и проведение технико-экономических расчетов осуществляется для новых залежей или объектов с изменяемыми технологическими решениями или прогнозными уровнями добычи УВС. Для остальных объектов приводятся основные положения и таблицы действующего проектного документа, согласованного в соответствии со статьей 23.2 Закона Российской Федерации «О недрах».

3.3. Технологический проект разработки

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

3.3.2. Основные задачи ТПР и дополнений к нему (далее – ДТПР):

а) определение структуры остаточных запасов УВС;

б) уточнение геологических и гидродинамических моделей 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) представление общих требований для обеспечения экологической безопасности консервации законченной разработкой месторождения и ликвидации промысловых объектов.

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

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

3.3.5. ТПР, а также документы и материалы по подсчету запасов УВС, на основании которых подготовлена ТПР, представляются одновременно в Федеральное агентство по недропользованию для проведения государственной экспертизы запасов полезных ископаемых 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 и для согласования ТПР в порядке, установленном Положением о подготовке, согласовании и утверждении технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых и иной проектной документации на выполнение работ, связанных с использованием участками недр, по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами. Также совместно с ТПР в Федеральное агентство по недропользованию представляются оригиналы документов, указанных в подпунктах «ж» и «л» пункта 2.3 настоящих Методических рекомендаций.

#### IV. Техническое задание

4.1. Для составления проектных документов предусматривается составление Технического задания, с учетом Приложения 1 к настоящим Методическим рекомендациям. В Техническом задании для каждого вида проектного документа в соответствии с разделом III настоящих Методических рекомендаций наиболее

детально прописываются основные положения, отвечающие целям и задачам данного проектного документа.

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

## **V. Основные рекомендации к проектированию разработки месторождений**

### **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) по коэффициентному методу;
- в) метода аналогий.

КИН, КИГ и КИК, рассчитанные при помощи гидродинамических моделей (далее – ГДМ), не являются приоритетными, а рассматриваются как дополнительный инструмент обоснования в рамках ППЭ.

5.1.2. При составлении ТСР для проектирования принимаются запасы УВС и геологическая модель, обоснованные в документах и материалах по подсчету запасов УВС.

### **5.2. Выделение эксплуатационных объектов**

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

5.2.2. 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.

5.2.3. При ожидаемой низкой технологической эффективности или нерентабельности разработки отдельных пластов самостоятельными сетками скважин, могут быть рассмотрены совместная эксплуатация пластов или комбинированные варианты, например: совместная эксплуатация пластов в добывающих скважинах при организации раздельной закачки рабочего агента в каждый пласт через самостоятельные нагнетательные скважины; создание диффе-

ренцированного давления нагнетания в пласты (группы пластов) с разными проницаемостями; применение оборудования для одновременно-раздельной добычи (далее – ОРД) и одновременно-раздельной закачки (далее – ОРЗ).

5.2.4. 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 при скважинной зоне пластов при эксплуатации скважин;

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

г) нефть имеет одинаковые товарные качества во избежание смешения нефтей, требующих разной технологии промышленной подготовки и переработки;

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

5.2.5. При экономической нецелесообразности разработки залежи самостоятельной сеткой скважин и невозможности ее объединения с другими залежами по геолого-физическим причинам, этот объект может быть рассмотрен в качестве возвратного.

5.2.6. Уточнение (укрупнение, разукрупнение) ЭО допускается в проектных документах по геологическим или технологическим причинам (включая, изменение 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. Выбор вариантов разработки**

5.3.1. Проектный технологический документ может содержать несколько расчетных вариантов разработки по каждому ЭО. Число расчетных вариантов разработки ЭО составляет (без учета Базового варианта):

- а) не менее трех – в ТСР и дополнениях к ней;
- б) не менее двух – в ТПР и в дополнениях к нему;

в) в ППЭ и дополнениях к нему допускается рассмотрение одного варианта разработки.

5.3.2. Варианты разработки рассчитываются в количестве, обеспечивающем возможность обоснованного выбора рекомендуемого варианта разработки, обоснования коэффициентов извлечения и извлекаемых запасов УВС (в том числе рентабельных коэффициентов извлечения и рентабельно извлекаемых запасов).



Вариант разработки, принятый в последнем утвержденном проектом документе, рассматривается в качестве первого (далее – Вариант 1).

Для проведения сравнения вариантов разработки представляется единый для всех вариантов разработки вариант добычи УВС фондом скважин, пробуренным и действующим на начало первого проектного года, с использованием объектов обустройства и объектов внешнего транспорта, построенных на начало первого проектного года (далее – Базовый вариант). Базовый вариант формируется и рассматривается в ПТД только при наличии фонда скважин, пробуренного и действующего на начало первого проектного года.

5.3.3. Вариант 1 включает Базовый вариант (при его наличии) и прогнозные технологические показатели разработки (далее – ПТПР) согласно ранее утвержденному ПТД, с учетом уточненных технологических показателей для варианта разработки, принятого в последнем утвержденном проектом документе и адаптированных к геологической основе, обновленной оценки капитальных и текущих затрат (фактически сложившихся и плановых затрат), а также с учетом настоящих Методических рекомендаций.

5.3.4. Рекомендуемый вариант формируется как Базовый вариант разработки ЭО (при наличии фонда скважин, пробуренного и действующего на начало первого проектного года) и набор Опций согласно пункту 5.3.5 настоящих Методических рекомендаций.

5.3.5. Количество расчетных опций для каждого варианта разработки ЭО зависит от планируемого в ПТД применения способов и агентов воздействия на пласт, систем размещения и количества скважин, темпов и уровней отбора УВС, вариантов ГТМ на прирост добычи, применения методов интенсификации добычи УВС и повышения коэффициента извлечения УВС пластов, включая методы увеличения нефтеотдачи (далее – МУН), методы увеличения газоотдачи (далее – МУГ), методы увеличения конденсатоотдачи (далее – МУК). В зависимости от предусмотренных в ПТД мероприятий для рекомендуемого варианта разработки они рассматриваются дополнительно к Базовому варианту (при его наличии):

а) опция 1 (ГТМ на прирост добычи) – формируется при наличии Базового варианта и планировании в ПТД ГТМ на прирост добычи на фонде скважин, пробуренном в категории запасов А на дату подготовки ПТД. Данная опция предусматривает дополнительно к Базовому варианту выполнение на ЭО операций ГТМ на прирост добычи, с выделением ПТПР и прогнозной дополнительной добычи УВС за счет выполнения таких ГТМ;

б) опция 2 (Бурение) – формируется как самостоятельная (при отсутствии Базового варианта) или как опция разработки, предусматривающая дополнительно к Опции 1 (при ее наличии) или Базовому варианту (при отсутствии Опции 1) при планировании бурения новых скважин, различных по профилю проводки в категории запасов А на дату подготовки ПТД (уплотнение сетки скважин) или в категории запасов В1 и В2 и одновременное применение технологий интенсификации деби-

та в данных скважинах при вводе их в эксплуатацию (например, бурение и ГРП, бурение и ОПЗ), с выделением ПТПР и прогнозной дополнительной добычи УВС за счет таких мероприятий. В составе Опции 2 могут рассматриваться варианты систем сбора, подготовки и/или транспортировки УВС;

в) опция 3 (включает мероприятия, ведущие к повышению коэффициентов извлечения УВС, в том числе реконструкцию объектов добычи, сбора и подготовки УВС) – формируется и представляется в ПТД при планировании применения МУН/МУГ/МУК дополнительно к Опции 2 (при ее наличии) или Опции 1 (при отсутствии Опции 2) или Базовому варианту (при отсутствии Опции 1), с выделением ПТПР и прогнозной дополнительной добычи УВС за счет применения таких МУН/МУГ/МУК в категории запасов А на дату подготовки ПТД или в категории запасов В1 (при организации участка ОПР).

Базовый вариант включает ГТМ, относимые к ГТМ на поддержание базовой добычи, а Опция 1 включает ГТМ на прирост добычи в соответствии с Классификатором операций, относимых к ГТМ на поддержание базовой добычи и ГТМ на прирост добычи, приведенном в Приложении 5 настоящих Методических рекомендаций.

5.3.6. Для нефтяных залежей и залежей с нефтяными оторочками в вариантах разработки рекомендуется рассматривать известные регулярные системы размещения добывающих и нагнетательных скважин: пяти-, трех- и однорядные, площадные пятиточечные, семиточечные и девятиточечные.

Для нефтегазовых и/или нефтегазоконденсатных залежей может рассматриваться вариант разработки совместного извлечения УВС из скважин, при обосновании технико-технологической или технико-экономической невозможности/нецелесообразности самостоятельной добычи нефти.

Выбор регулярных систем размещения скважин осуществляется с учетом опыта разработки подобных залежей. Для залежей сложной конфигурации и незначительных размеров рассматривают, в качестве основных, нерегулярные (избирательные) системы размещения скважин.

5.3.7. Для уникальных по запасам газоконденсатных залежей рассматривается вариант с сайклинг-процессом или дается обоснование по его исключению из анализа вариантов разработки.

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

5.3.9. Плотность сетки скважин определяется геологическим строением нефтяной залежи, газовой залежи, газоконденсатной залежи, свойствами пластовых флюидов и экономическими условиями разработки.

Рациональная плотность сетки скважин в конкретных геолого-технологических условиях разработки обосновывается на основании технико-экономических расчетов.



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

5.3.10. 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 проектном документе.

5.3.11. 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, слабодренлируемых имеющейся сеткой скважин (например, гидравлический разрыв пласта (далее – ГРП), резка боковых стволов (далее – БС) и боковых горизонтальных стволов (далее – БГС), бурение дополнительных скважин, переход на отдельных участках на избирательное заводнение, применение физико-химических МУН/МУГ/МУК).

5.3.12. На разрабатываемых месторождениях (ЭО, залежах) в рассматриваемых вариантах предусматриваются мероприятия по рациональному использованию пробуренного фонда скважин, в том числе: вывод скважин, перспективных для добычи, из неработающего фонда; резка боковых стволов на проектном объекте; перевод скважин на другие объекты путем резки боковых стволов или другими методами.

5.3.13. В проектных документах 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) механизм проектируемых процессов разработки;
- е) систему размещения скважин и возможность их трансформации;
- ж) режимы работы скважин и возможность их изменения.

5.3.14. 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 обводненности не менее 98%, и/или дебита по нефти не более 0,5 т/сут, и/или при росте газового фактора свыше 2500 м<sup>3</sup>/т; другие значения, принятые при проектировании обосновываются специальными расчетами;

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

5.3.15. Геологические и гидродинамические модели продуктивных пластов выполняются в соответствии с действующими нормативно-методическими документами по созданию моделей и в соответствии с критериями оценки качества трехмерных цифровых моделей, представленным в пункте 5.6 настоящих Методических рекомендаций.

5.4. Рекомендуемый вариант разработки

5.4.1. Выбор рекомендуемого варианта разработки ЭО проводится на основе технико-экономической оценки вариантов разработки ЭО.

5.4.2. Для месторождения в целом формируется один рекомендуемый вариант разработки, являющийся совокупностью рекомендуемых вариантов разработки каждого ЭО. Технологические показатели разработки месторождения в целом определяются суммированием показателей рекомендуемых вариантов разработки каждого ЭО.

5.4.3. На проектный срок разработки по рекомендуемому варианту разработки утверждаются уровни добычи УВС и объемы бурения по категориям запасов А + В<sub>1</sub> (по пробуренным и проектным скважинам) нефти и/или свободного газа по месторождению, являющиеся показателями, характеризующими выполнение технического проекта на разработку месторождения и А + В<sub>1</sub> + В<sub>2</sub> (по пробуренным и проектным скважинам) для целей планирования обустройства месторождения.

При изменении прогнозных уровней сверх установленных отклонений по добыче нефти и/или свободного газа по месторождению, в том числе за счет разбуривания запасов категории В<sub>2</sub>, составляется новый проектный документ на основе оперативного изменения состояния запасов (при изменении геологических запасов менее чем на 20% по сравнению с ранее утвержденными) или подсчета запасов (при изменении геологических запасов категории А + В<sub>1</sub> + В<sub>2</sub> более чем на 20% по сравнению с числящимися на ГБЗ).

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

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

5.4.6. Если в ПТД не предусмотрено освоение запасов категории В<sub>2</sub>, то в проектном документе 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 с учетом действующих нормативно-правовых документов

по оценке эффективности инвестиционных нефтегазовых проектов. Оценка рентабельно извлекаемых запасов УВС и соответствующих коэффициентов извлечения УВС выполняется в ПТД для всех ЭО и каждого представленного варианта разработки ЭО в границах геологических запасов категорий  $A + B_1 + B_2$ . Рентабельно извлекаемые запасы и соответствующие значения рентабельных коэффициентов извлечения по отдельным залежам, входящим в ЭО, и отдельным категориям запасов оценивается на основании расчетов на ГМ и ГДМ. Рентабельно извлекаемые запасы УВС (текущие) определяются как накопленная добыча нефти, газа и конденсата с первого проектного года до конца рентабельного срока. Рентабельно извлекаемые запасы УВС (начальные) определяются как накопленная добыча нефти, газа и конденсата с начала разработки до конца рентабельного срока. Рентабельный срок разработки определяется как часть проектного срока (начиная с первого проектного года) разработки ЭО, в течение которого достигается максимальное положительное значение чистого дисконтированного дохода (далее – ЧДД). Рентабельный коэффициент извлечения нефти, газа, конденсата ( $KИН_p$ ,  $KИГ_p$ ,  $KИК_p$ ) определяется как отношение 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.

5.5.2. Определение экономических показателей эффективности вариантов разработки выполняется в реальном выражении (в ценах календарного года, предшествующего календарному году даты подготовки ПТД без учета инфляции) с учетом изменения регулируемых государством цен и тарифов в соответствии с нормативными правовыми документами, действующими на дату подготовки ПТД.

5.5.3. В случае, если чистые денежные потоки предыдущих лет влияют на объем рентабельно извлекаемых запасов УВС, расчет экономических показателей эффективности разработки месторождения может выполняться с их учетом. При этом период учета чистых денежных потоков предыдущих лет для морских (шельфовых) месторождений УВС составляет не более 7 лет, предшествующих дате подготовки ПТД, для остальных месторождений не более 5 лет, предшествующих дате подготовки ПТД.

5.5.4. Используемый и приведенный в ПТД уровень цен на УВС на экспортных рынках и соответствующий обменный курс российского рубля определяются для первого расчетного проектного года, а значения цен на УВС на экспортных рынках и соответствующего обменного курса российского рубля для второго и последующих проектных лет приравниваются значениям первого года. Для обоснования выбора цен на УВС на экспортных рынках и соответствующего им обменного курса российского рубля первого года эко-

номической 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. Средние значения экспортных цен на УВС и обменного курса определяются как сумма средних арифметических цен покупки и продажи 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, а среднее значение обменного курса российского рубля определяется по официальным данным Центрального банка Российской Федерации.

5.5.5. Чистая цена нефти при реализации на экспорт определяется как цена нефти на экспортном рынке за вычетом скидки/премии за качество, затрат на морской транспорт нефти, затрат на трубопроводный и прочий транспорт нефти, вывозной таможенной пошлины на нефть сырую. Чистая цена нефти на внутреннем рынке Российской Федерации равна чистой цене нефти при реализации на экспорт (или средневзвешенной чистой цене нефти при реализации на экспорт). Для пересчета цен нефти, выраженных в баррелях в цены нефти, выраженные в тоннах, применяются коэффициенты перевода из баррелей в тонны, фактически сложившиеся на дату подготовки ПТД.

5.5.6. Чистая цена конденсата при реализации на экспорт определяется аналогично чистой цене нефти при реализации на экспорт. Чистая цена конденсата при реализации на внутреннем рынке Российской Федерации определяется (равна) чистой цене конденсата при реализации на экспорт.

5.5.7. Используемый и приведенный в ПТД уровень цен на природный газ на экспортных рынках определяется для первого расчетного проектного года, а значения цен на природный газ на экспортных рынках для второго и последующих годов экономической оценки приравниваются значениям первого года.

5.5.8. Чистая цена на газ при реализации газа на экспорт по системе магистральных газопроводов определяется как экспортная цена газа за вычетом вывозной таможенной пошлины на газ, стоимости транспортировки газа за пределами Российской Федерации и стоимости транспортировки газа по территории Российской Федерации. Чистая цена на газ при реализации газа на внутреннем рынке Российской Федерации определяется как средневзвешенное (по объему поставки) значение разницы цен на газ для субъектов Российской Федерации, которые могут определяться на основании действующего приказа государственного органа, осуществляющего государственное регулирование цен на газ на внутреннем рынке Российской Федерации, и затрат на транспорт газа от месторождения (пункта учета) до субъектов Российской Федерации, куда поставляется или планирует поставляться природный газ и/или СОГ с месторождения. Чистая цена на газ при реализации газа на внутреннем рынке Российской Федерации определяется на дату подготовки ПТД. Затраты на транспорт газа при расчете чистой цены на газ при реализации газа на внутреннем рынке Российской Федерации определяются для первого проектного года,

а для второго и последующих проектных годов данные затраты приравниваются значению первого проектного года.

5.5.9. Чистая цена на газ при экспорте СПГ определяется как цена природного газа/СПГ на экспортном рынке за вычетом вывозной таможенной пошлины на СПГ, стоимости сжижения и регазификации, стоимости транспортировки СПГ и стоимости транспортировки газа с места добычи до завода СПГ.

5.5.10. Капитальные затраты определяются по следующим направлениям: геологоразведочные работы; бурение скважин; обустройство скважин и кустовых площадок; оборудование, не входящее в сметы строок; промышленное обустройство; внешняя инфраструктура; поддержание объектов основных средств; освоение природных ресурсов; затраты пользователя недр; применение МУН/МУГ/МУК.

5.5.11. 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. 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/МУГ/МУК. При определении текущих затрат по элементам затрат учитываются материальные затраты, затраты на капитальный ремонт, расходы на оплату труда производственного промышленного персонала, расходы на отчисления на социальное страхование производственного промышленного персонала, общехозяйственные и общепроизводственные затраты.

5.5.12. Показатель ЧДД для сравнения вариантов разработки ЭО рассчитывается за рентабельный срок. Для расчета дисконтированных показателей экономической эффективности ставка дисконтирования принимается на уровне 15% в реальном выражении. В случае отсутствия вариантов разработки ЭО с положительным ЧДД представляются предложения по освоению таких запасов.

5.5.13. Рекомендуемый вариант разработки определяется, как вариант разработки с максимальным значением интегрального показателя (далее – Топт), рассчитываемого в соответствии с Приложением 6 настоящих Методических рекомендаций. Вариант разработки ЭО, нерентабельность которого (отрицательное значение ЧДД) обоснована в ПТД, исключается из выбора рекомендуемого варианта разработки при расчете Топт.

5.5.14. 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 эксплуатационными объектами.

5.6.2. При моделировании нескольких эксплуатационных объектов в рамках одной модели предусматривается возможность получения средних подсчетных параметров, запасов УВС и показателей разработки отдельно по каждому из эксплуатационных объектов (подсчетному объекту) УВС. 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/пересчету запасов, представляемых на государственную экспертизу запасов полезных ископаемых в Федеральное агентство по недропользованию совместно с проектным документом, по каждому подсчетному объекту/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 документа

6.1. Проектный документ представляется для согласования в соответствии со статьей 23.2 Закона Российской Федерации «О недрах» в виде документа, состоящего из текстовой части, табличных и графических приложений.

Текстовая часть включает следующие разделы:

- а) титульный лист (в соответствии с Приложением 2 к настоящим Методическим рекомендациям);
- б) список исполнителей;
- в) содержание;
- г) список таблиц;
- д) список рисунков;
- е) список табличных приложений;
- ж) список графических приложений;
- з) информационная справка об объеме проектного документа;
- и) введение;
- к) общие сведения о месторождении и лицензионном участке;
- л) геолого-физическая характеристика месторождения;
- м) состояние разработки месторождения;
- н) модели месторождения;

- о) проектирование разработки месторождения;
- п) методы интенсификации добычи УВС и повышения коэффициента извлечения УВС пластов;
- р) экономическая оценка вариантов разработки;
- с) характеристика извлекаемых запасов и коэффициентов извлечения УВС;
- т) требования к конструкциям скважин, производству буровых работ, методам вскрытия пластов и освоения скважин, консервации и ликвидации скважин;
- у) техника и технология добычи УВС;
- ф) контроль процесса разработки;
- х) доразведка и научно-исследовательские работы;
- ц) мероприятия по рациональному использованию и охране недр;
- ч) заключение;
- ш) список использованных источников.

6.1.1. На титульном листе указываются название организации – пользователя недр, название организации, составившей проектный документ, название документа с указанием наименования и типа месторождения, место и год составления документа, установленный гриф допуска.

6.1.2. Титульный лист подписывается ответственными должностными лицами организации, составившей проектный документ.

6.1.3. Титульный лист оформляется в соответствии с Приложением 2 к настоящему Методическим рекомендациям.

#### 6.2. Список исполнителей

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

#### 6.3. Информационная справка об объеме проектного документа

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

6.3.2. Перечень ключевых слов включает 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.

#### 6.4. Введение

Во введении обосновывается необходимость и цель составления проектного документа 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 лицензионного соглашения, требующие учета при составлении проектного документа;
- ж) принципиальные положения технического задания.

#### 6.5. Общие сведения о месторождении и лицензионном участке

6.5.1. В разделе кратко описываются географическое и административное положение месторождения, ближайшие населенные пункты и месторождения, расстояния до них, инфраструктуру района (автомобильные дороги, железнодорожная сеть, авиасообщение, водный транспорт), наличие природоохранных, водоохраных территорий, территорий родовых угодий, памятников истории, культуры.

6.5.2. 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.

6.5.3. 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, водоохраные зоны, защитные леса, санитарно-защитные зоны и другие территории, требующие учета при проектировании разработки и обустройства месторождения.

#### 6.6. Геолого-физическая характеристика месторождения

##### 6.6.1. 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 вскрытых отложений, с представлением сводного литолого-стратиграфического разреза района 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.



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

К разделу рекомендуется следующий табличный и графический материал в соответствии с Приложениями 3 и 4 к настоящему Методическим рекомендациям:

- а) таблицы 1 и 2 Приложения 3 к настоящему Методическим рекомендациям;
- 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.

#### 6.6.2. 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).

#### 6.6.3. Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов

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

По результатам лабораторного изучения керн 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 керн: по определению кривых капиллярных давлений, характеристик смачиваемости кол-

лектора, 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 керн.

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

Анализируются фильтрационные и емкостные свойства коллекторов месторождения по результатам гидродинамических исследований (далее – ГДИ) с приведением графического и табличного материала. Для новых месторождений, по которым составляются первые проектные документы, дополнительно даются сведения о результатах опробования и ГДИ разведочных скважин. На основании результатов гидродинамических исследований скважин дается характеристика продуктивности коллектора по данным ГДИ. Формулируются выводы по состоянию изученности пластов гидродинамическими методами.

Раздел иллюстрируется табличным и графическим материалом в соответствии с Приложениями 3 и 4 к настоящему Методическим рекомендациям:

- а) таблицы 3–8 Приложения 3 к настоящему Методическим рекомендациям;
- 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.

#### 6.6.4. 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.

Анализируется 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.

Указанные виды исследований приводятся по форме таблиц 9–17 Приложения 3 к настоящим Методическим рекомендациям:

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: зависимости вязкости пластовых жидкостей от давления и температуры; растворимость пара в пластовых жидкостях (при закачке пара); теплофизические свойства 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 по форме таблицы 18 Приложения 3 к настоящим Методическим рекомендациям.

#### 6.6.5. Сведения о подсчете запасов УВС

В разделе приводятся сведения о выполненном подсчете запасов УВС, на основе которого составлен проектный документ. Приводят 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 по форме таблиц 19, 20, 24 Приложения 3 к настоящим Методическим рекомендациям.

Для газонефтяных, газоконденсатных, нефтегазоконденсатных и газовых залежей с нефтяной оторочкой дополнительно приводятся сведения о запасах свободного газа, газа газовых шапок, конденсата по форме таблиц 21, 22, 23, 25 Приложения 3 к настоящим Методическим рекомендациям.

Сопоставление представляемых к проектированию запасов с числящимися на ГБЗ приводятся по форме таблиц 26–30 Приложения 3 к настоящим Методическим рекомендациям.

6.7. Анализ выполнения условий пользования недрами и проектного документа, состояния разработки месторождения и эксплуатационного объекта, выработки запасов и сопоставление фактических и проектных показателей

6.7.1. Анализ выполнения условий пользования недрами и проектного документа

Приводятся основные условия лицензионного соглашения в области доразведки, проведения исследовательских работ и разработки месторождения с кратким анализом их выполнения.

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

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

#### 6.7.2. Характеристика 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 31 и 32 Приложения 3 к настоящим Методическим рекомендациям.

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 33 и 34 Приложения 3 к настоящим Методическим рекомендациям.

Проводится сравнение основных проектных и фактических показателей разработки в целом по месторождению за последние пять лет, предшествующих дате представления проектного документа в Федеральное агентство по недропользованию для согласования в соответствии со статьей 23.2 Закона Российской Федерации «О недрах», согласно таблицам 35–38 Приложения 3 к настоящим Методическим рекомендациям. Указываются основные причины имеющихся расхождений проектных и фактических показателей разработки. Приводятся сведения об использовании попутного нефтяного газа.

#### 6.7.3. Текущее состояние разработки эксплуатационного объекта

Приводится анализ результатов исследований скважин и пластов, результатов пробной эксплуатации, характеристика режимов эксплуатации и динамика продуктивности скважин.

При описании результатов указывается количество исследованных скважин, распределение скважин по залежи, динамику исследований во времени. Приводится объяснение нелинейного вида индикаторных диаграмм в случае их получения.

Приводится и анализируется состояние фонда скважин на дату подготовки ПТД по каждому эксплуатационному объекту 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 проектом документе.

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 газоконденсатных 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 рекомендуется представлять:

- а) карты текущего состояния разработки;
- б) карты накопленных отборов УВС и объемы закачиваемых в пласт вытесняющих агентов;
- в) характеристику фонда скважин, динамику основных показателей разработки и фонда скважин в соответствии с таблицами 31–34 Приложения 3 к настоящим Методическим рекомендациям;
- г) сведения о соответствии объемов добычи и использования попутного газа 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 ГНК, распределение фонда добывающих скважин (в том числе в приконтурных и в подгазовых зонах) по газовому факто-

ру 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.

Исследуется 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 ближайшую дату.

#### 6.7.4. 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.

Выполняется анализ изменения положения газоводяного контакта (ГВК) и газонефтяного контакта (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 определяют основные направления их совершенствования.

#### 6.7.5. Сопоставление фактических и проектных показателей

Проводится сравнение основных проектных и фактических показателей разработки по эксплуатационным объектам за последние пять лет, предшествующих дате представления проектного документа в Федеральное агентство по недропользованию для согласования согласно таблицам 35–38 Приложения 3 к настоящим Методическим рекомендациям. В соответствии с результатами проведенных исследований, предусмотренных в пунктах 6.7.2–6.7.4 настоящих Методических рекомендаций, указывается полнота и своевременность выполнения проектных решений, насколько проектные решения оправданы и соответствуют геолого-физическим характеристикам залежи, 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 внесения соответствующих изменений в процесс разработки ЭО в ПТД.

#### Модели месторождения

##### 6.7.6. 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 39 Приложения 3 к настоящим Методическим рекомендациям. Расхождение полученных результатов анализируется.

##### 6.7.7. Гидродинамическая модель месторождения

В разделе приводится обоснование исходных данных, заданных в трехмерной гидродинамической (газодинамической) модели. Приводятся принципы и результаты ремасштабирования ГМ, если таковое осуществлялось. Сопоставление запасов УВС и основных параметров геологической и гидродинамической моделей представляется в соответствии с таблицей 40 Приложения 3 к настоящим Методическим рекомендациям.

Проводится обоснование выбора типа модели, способа моделирования водоносного горизонта (или его отсутствия). Выполняется сопоставление значения коэффициента вытеснения (остаточной газо-/нефтенасыщенности) УВС вытесняющим агентом в трехмерной цифровой гидродинамической модели и коэффициента вытеснения (остаточной газо-/нефтенасыщенности), обоснованного в тексте отчета по результатам исследования керна в соответствии с пунктом 6.6.3 настоящих Методических рекомендаций.

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 рекомендуется представлять 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/залежи. Карты выполняются в масштабе, приближенном к масштабу представления карт разработки и других графических приложений.

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

## 6.8. Проектирование разработки месторождения

### 6.8.1. Выделение эксплуатационных объектов

В соответствии с пунктами 5.2.1–5.2.6 настоящих Методических рекомендаций и с учетом геолого-физической характеристики пластов/залежей (таблица 18 Приложения 3 к настоящим Методическим рекомендациям) производится обоснование эксплуатационных объектов. Характеристика средневзвешенных параметров ЭО приводится в таблице 41 Приложения 3 к настоящим Методическим рекомендациям.

Приводятся карты суммарных нефтенасыщенных и газонасыщенных толщин, карты смещенных контуров по эксплуатационным объектам

6.8.2. Технологические показатели вариантов разработки и выбор рекомендуемого варианта разработки.

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

Основные исходные характеристики расчетных вариантов представляются в соответствии с таблицами 42 и 43 Приложения 3 к настоящим Методическим рекомендациям.

Технологические показатели прогнозных вариантов рассчитываются на запасы категорий  $A + B_1 + B_2$  для ТСП, ТПР и дополнений к ним,  $C_1 + C_2$  для ППЭ и дополнений к ним. Технологические показатели по расчетным вариантам разработки эксплуатационных объектов представляются в табличных приложениях в соответствии с таблицами 47–50 Приложения 3 к настоящим Методическим рекомендациям.

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

а) Для суммарных запасов категорий  $A + B_1 + B_2$  и отдельно категорий  $A + B_1$  нефтяных, газонефтяных, нефтегазовых, нефтегазоконденсатных месторождений в соответствии с таблицами 47 Приложения 3 к настоящим Методическим рекомендациям;

б) Для суммарных запасов категорий  $A + B_1 + B_2$  и отдельно категорий  $A + B_1$  газовых и газоконденсатных месторождений в соответствии с таблицами 48–50 Приложения 3 к настоящим Методическим рекомендациям.

Обоснование прогноза добычи воды для технологических нужд представляется согласно таблицы 51 Приложения 3 к настоящим Методическим рекомендациям.

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

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

6.9. Методы интенсификации добычи УВС и повышения коэффициента извлечения УВС пластов

6.9.1. При анализе эффективности применяемых методов приводятся:

- 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.



6.9.2. 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 эксплуатационного объекта 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 52, 53 Приложения 3 к настоящим Методическим рекомендациям.

Программа работ по вводу в эксплуатацию неработающих скважин представляется в соответствии с таблицей 54 Приложение 3 к настоящим Методическим рекомендациям.

### 6.9.3. Опытно-промышленные работы.

Для оценки эффективности технических средств и технологий нефте/газо/конденсатоизвлечения, ранее не применявшихся на рассматриваемом месторождении, могут быть запроектированы опытнo-промышленные работы по их испытанию на эксплуатационных объектах месторождения.

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

### 6.10. Экономическая оценка вариантов разработки

#### 6.10.1. Методика и исходные данные для экономической оценки

##### 6.11.1.1. Показатели экономической эффективности

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 Опциям, в соответствии с пунктами 5.3.4 и 5.3.5 настоящих Методических рекомендаций, представляется для рекомендуемого варианта разработки.

6.11.1.2. Макроэкономические показатели и расчет чистых цен УВС (далее – нетбэки)

Макроэкономические показатели и расчет нетбэков для расчета показателей экономической эффективности представляются в соответствии с таблицей 55 Приложения 3 к настоящим Методическим рекомендациям.

##### 6.11.1.3. 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 – НДС), тарифных льгот, в том числе особых формул расчета вывозных таможенных пошлин и другим платежам в бюджеты Российской Федерации различных уровней.

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

Расчет НДС приводится в соответствии с таблицами 59 и 60 Приложения 3 к настоящим Методическим рекомендациям.

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

##### 6.11.1.4. 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 55, 61.1 и 61.2 Приложения 3 к настоящим Методическим рекомендациям корректируются соответствующим образом. Представляется оценка стоимости программы ГТМ, бурения, мероприятий по реализации МУН/МУГ/МУК. Для морских проектов расчет капитальных затрат ведется по объектам, в зависимости от рассматриваемых вариантов включает стоимость платформ, подводных добычных комплексов, морских трубопроводов, объектов береговой инфраструктуры и прочих подобных объектов обустройства.

##### 6.11.2. Технико-экономические показатели вариантов разработки

Основные технико-экономические показатели вариантов разработки ЭО и месторождения в целом для запасов категорий А + В<sub>1</sub> + В<sub>2</sub> для ТСП, ТПР и дополнений к ним, С<sub>1</sub> + С<sub>2</sub> – для ППЭ и дополнений к ним приводятся в соответствии с таблицей 56 Приложения 3 к настоящим Методическим рекомендациям.

Экономические показатели эффективности расчетных вариантов разработки представляются в соответствии с таблицами 55–65 и 82 Приложения 3



к настоящим Методическим рекомендациям. 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 55, 57, 58 Приложения 3 к настоящим Методическим рекомендациям корректируются соответствующим образом.

#### 6.11.3. Анализ чувствительности

Для рекомендуемого варианта разработки месторождения в целом для запасов по сумме категорий  $A + B_1 + B_2$  приводятся результаты расчетов показателей экономической эффективности, рентабельно извлекаемых запасов и соответствующих рентабельных коэффициентов извлечения при изменении в большую и меньшую сторону каждого из следующих показателей ( $\pm 20\%$ ): цена реализации УВС и сжиженного попутного газа (далее – СПГ); объем капитальных затрат; объем текущих затрат.

Анализ чувствительности представляется в соответствии с таблицей 66 Приложения 3 к настоящим Методическим рекомендациям. В случае необходимости, может быть проведен дополнительный анализ чувствительности рентабельно извлекаемых запасов к изменению других технико-экономических показателей.

#### 6.12. Характеристика извлекаемых запасов и коэффициентов извлечения УВС

##### 6.12.1. 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 67–69 Приложения 3 к настоящим Методическим рекомендациям.

##### 6.12.2. Обоснование рекомендуемых извлекаемых запасов и коэффициентов извлечения

По всем рассматриваемым вариантам разработки ЭО (залежей) приводятся геологические запасы нефти и растворенного газа, свободного газа, газа газовой шапки, конденсата, расчетные значения КИН, КИТ, КИК, извлекаемые запасы нефти, растворенного в ней газа, свободного газа, газа газовой шапки и конденсата в соответствии с таблицами 70–72 (Приложение 3 к настоящим Методическим рекомендациям). С учетом приведенных в пункте 6.11.2 настоящих Методических рекомендаций 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 также 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 (залежам) и месторождению в целом (при необходимости (для уникальных месторождений) с выделением категорий запасов на основании расчетов по геолого-гидродинамической модели.

##### 6.12.3. 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 73–78 Приложения 3 к настоящим Методическим рекомендациям.

#### 6.13. Конструкции скважин, производство буровых работ, методы вскрытия пластов и освоения скважин, консервации и ликвидации скважин.

##### 6.13.1. 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 противоданной и газовой безопасности.

##### 6.13.2. 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.

##### 6.13.3. 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.

6.13.4. 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 содержит:

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 проектом документе.

6.13.5. Мероприятия по безопасному ведению работ, связанных с использованием недрами.

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

6.14. Техника и технология добычи УВС

6.14.1. 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.

6.14.2. 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.

6.14.3. Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин

Определяются факторы, осложняющие процесс эксплуатации добывающих скважин, рекомендуют 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.

6.14.4. Рекомендации к системе внутринефтепромыслового сбора, подготовки и учета продукции скважин

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

Проводится анализ процессов подготовки продукции скважин и установленных мощностей технологического оборудования. В соответствии с перспективой развития месторождения уточняются требования к процессу и техническим средствам. Указываются мероприятия по обеспечению рационального использования добываемого попутного газа. При необходимости даются предложения по расширению и реконструкции системы.

Приводятся факторы, осложняющие работу системы, а также технические и технологические предложения по повышению эффективности ее использования.

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

Обосновывается расход газа и конденсата на собственные нужды и потери при освоении и исследовании скважин и проведении технологических операций (продувки для выноса жидкости).

6.14.5. Рекомендации к системе поддержания пластового давления для нефтяных залежей.

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 проектные забойные давления и приемистость нагнетательных скважин, определяются устьевые давления нагнетания воды.

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

Качество воды оценивается в первую очередь следующими параметрами: количеством 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 соевым составом воды и ее плотностью.

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.

Формулируются 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.

6.14.6. Рекомендации к системе поддержания пластового давления для газоконденсатных залежей.

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.

6.14.7. 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.

6.14.8. Обеспечение водоснабжения

Данный раздел является дополнительным и включается в состав проектного документа на разработку месторождения УВС в случаях необходимости согла-

сования 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 нефти, газа и конденсата, ливневые воды промышленных объектов. Использование для нужд ППД воды осуществляется при недопущении образования нерастворимых соединений при контакте с пластовой водой и отрицательного влияния на нефте/газо/конденсатотдачу пластов.

Раздел содержит:

- а) обоснование выбора источника водоснабжения;
- б) расчет потребности в воде и обеспеченность ее запасами подземных вод;
- в) требования к качеству воды;
- г) проектируемая конструкция водозаборных скважин, способы бурения и опробование скважин;
- д) рекомендации по эксплуатации водозабора;
- е) программа гидрогеологических наблюдений в процессе эксплуатации водозабора.

#### 6.14.9. Мероприятия по рациональному использованию попутного газа

Приводятся варианты мероприятий по рациональному, полезному использованию попутного газа, в том числе для целей повышения нефтеотдачи.

#### 6.15. Контролирование 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 т.ч. 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 и в процессе их капитального ремонта.

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

Перечень мероприятий и исследований по видам контроля и их периодичности приводится по форме таблицы 79 (приложение 3 к настоящему Методическим рекомендациям).

#### 6.16. Доразведка и научно-исследовательские работы

##### 6.16.1. Выполнение программы доразведки и научно-исследовательских работ

Приводятся сведения о выполнении программы, предусмотренной действующим проектным документом. Выделяются недостаточно разведанные залежи и/или участки, и обосновывается необходимость их доразведки.

##### 6.16.2. Программа доразведки и научно-исследовательских работ на прогнозный период

Обосновываются мероприятия по доразведке и научно-исследовательским работам с целью уточнения геологического строения и повышения категорииности 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 керн, 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 80, 81 (Приложение 3 к настоящим Методическим рекомендациям).

6.17. 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.

6.17.1. 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.

6.17.2. 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 за колонных перетоков из других объектов.

6.17.3. 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. По мере возникновения осложнений реализуются меры по их устранению (ремонтно-изоляционные работы, консервация и ликвидация скважин). Приводятся требования к выполнению работ по консервации и ликвидации скважин.

6.17.4. Мероприятия по обеспечению рационального использования и утилизации попутного нефтяного газа.

Приводится комплекс мероприятий по обеспечению рационального использования попутного нефтяного газа в соответствии с требованиями, установленными законодательством Российской Федерации в области рационального недропользования.

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.

6.18. Заключение

В заключении формулируются принципиальные положения проектного документа и рекомендуемого варианта разработки.

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

6.19. Список использованных источников

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

## **VII. Оформление проектного документа**

7.1. Проектная документация на разработку месторождений УВС содержит все данные, позволяющие производить анализ проектных решений без личного участия авторов.

7.2. Материалы проектного документа на разработку месторождения включают: текстовую часть, таблицы, рисунки, графические и табличные приложения, техническое задание на выполнение работы.

Текстовая часть нумеруется в соответствии с пунктом 5 настоящих Методических рекомендаций следующим образом:

– разделы 5.1, 5.2, 5.3, 5.4 – не нумеруются;

– раздел 5.5 – нумеруется как глава 1;

– подразделы главы нумеруются как 1.1, 1.2, и далее по порядку;

– раздел 5.6 нумеруется как глава 2, раздел 5.7 нумеруется как глава 3 и далее по порядку.

Объемы и детальность проработки отдельных разделов определяются авторами проектной документации, а также техническим заданием, в зависимости от сложности строения залежей, количества эксплуатационных объектов и рассматриваемых вариантов их разработки, стадии проектирования.



7.3. Если проектная документация состоит из двух и более частей (томов), то каждая часть (том) включает свой титульный лист, соответствующий титульному листу первой части (тома) и содержащий сведения, относящиеся к данной части (тому).

7.4. Страницы текста проектной документации соответствуют формату листа А4, для таблиц допускается формат А3.

7.5. Проектная документация 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 (кегель 12).

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

7.7. Страницы проектной документации следует нумеровать арабскими цифрами, соблюдая сквозную нумерацию по каждой книге. Титульный лист проектного документа включается в общую нумерацию страниц отчета. Номер страницы на титульном листе не проставляется.

7.8. Таблицы, расположенные на отдельных листах, включаются в общую нумерацию страниц отчета. Иллюстрации и таблицы на листе формата А3 учитываются как одну страницу.

7.9. Название таблицы помещается над таблицей слева, без абзацного отступа в одну строку с ее номером через тире.

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

7.11. 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.

7.12. Приложение к проектной документации оформляется как продолжение проектного документа на последующих его листах или выпускают в виде самостоятельной части (тома).

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

7.14. 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).

7.15. Графические материалы исполняются в соответствии с требованиями, установленными для составления горной графической документации. Перечень

рекомендуемых графических приложений представлен в Приложении 4 к настоящим Методическим рекомендациям.

7.16. К проектному документу прилагаются геологические и гидродинамические модели, включая пусковые файлы, обеспечивающие запуск моделей без присутствия авторов.

7.17. Для представления проектного документа на согласование в соответствии со статьей 23.2 Закона Российской Федерации «О недрах», к проектному документу прилагается Реферат, оформленный в виде отдельной книги.

7.18. В Реферате приводится краткое изложение следующих основных положений проектного документа:

- 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 проектного документа;
- 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.

7.19. К реферату прилагаются следующие таблицы, предусмотренные Приложением 3 к настоящим Методическим рекомендациям:

- а) состояние запасов УВ по форме таблиц 25–28;
- б) геолого-геофизическая характеристика эксплуатационных объектов по форме таблицы 37;
- в) сравнение проектных и фактических показателей разработки по эксплуатационным объектам и месторождению в целом в соответствии с таблицами 33 и 34;
- г) характеристика фонда скважин в соответствии с таблицей 44;
- д) эффективность применения ГТМ и новых методов повышения извлечения УВ и интенсификации добычи УВ и прогноз их применения в соответствии с таблицами 52–53;
- е) исходные данные для расчета экономических показателей в соответствии с таблицей 55;
- ж) основные технико-экономические показатели вариантов разработки в соответствии с таблицей 56;
- з) технологические показатели разработки в соответствии с таблицами 47–50 по рекомендуемому варианту по промышленным категориям по эксплуатационному объекту и по месторождению в целом. Допускается представление таблиц на первые 10 лет по годам и далее по пятилеткам;

и) программа исследовательских работ и доразведки в соответствии с таблицей 81;

к) программа работ по вводу в эксплуатацию неработающих скважин в соответствии с таблицей 54.

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 Методическим рекомендациям по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья

#### **Типовые требования к техническому заданию**

1. Для составления проектных документов составляется техническое задание, в котором указывается:

- 1) вид проектного документа;
- 2) сведения о ранее выполненных подсчетах запасов и проектных документах;
- 3) год ввода в разработку (для нового месторождения) определяется лицензионным соглашением;
- 4) вид используемых ЦГМ, ГДМ, требование их постоянного уточнения в процессе работ;
- 5) намечаемые объемы эксплуатационного и разведочного бурения по годам;
- 6) порядок освоения месторождения;
- 7) исходную информацию (макроэкономические показатели, фактические и плановые затраты и т.п.), на основе которой в прогнозном периоде проводят расчет показателей экономической эффективности варианта разработки;
- 8) объекты инфраструктуры в районе работ (их краткое описание);
- 9) источники рабочих агентов для воздействия на пласты, мощность водо-, газо- и электроснабжения;
- 10) дополнительные сведения, влияющие на проектирование разработки и технологию добычи УВС на месторождениях с особыми природно-климатическими условиями (в том числе, наличие водоохранных зон, заповедников и заказников, зон приоритетного природопользования, населенных пунктов, участков ценных лесов, пахотных земель);
- 11) коэффициенты использования эксплуатационного фонда скважин;
- 12) факторы, влияющие на обоснование способов эксплуатации скважин;
- 13) способы и направления транспорта продукции;
- 14) информацию по возможным направлениям использования попутного газа;
- 15) сроки составления проектного документа;
- 16) другие требования, не противоречащие действующему законодательству.

2. Для месторождений, расположенных во внутренних морских водах, на континентальном шельфе Российской Федерации, в исключительной экономической зоне, на участках недр, расположенных в Черном и Азовском морях, в пределах которых Российская Федерация осуществляет суверенитет, суверенные права или юрисдикцию в связи с принятием в Российскую Федерацию Республики Крым и образованием в составе Российской Федерации новых субъектов – Республики Крым и города федерального значения Севастополя,

в российской части (российском секторе) дна Каспийского моря, и Мировом океане, дополнительно указываются:

- 1) глубина моря, расстояния до берега, ледовая обстановка;
  - 2) вид транспорта продукции (танкеры, трубопровод на берег);
  - 3) другие ограничения, влияющие на уровень добычи нефти, газа, жидкости, объемы закачки агентов в пласт и ввод месторождения в разработку;
  - 4) другие требования, не противоречащие действующему законодательству.
3. Для месторождений, расположенных в зоне развития многолетнемерзлых пород, рекомендуется указывать характер и мощность многолетнемерзлых пород, глубину сезонного протаивания, наличие над-, внутри- и подмерзлотных вод.
4. При необходимости в техническом задании может быть оговорено проведение дополнительных расчетов технологических показателей разработки и максимальных уровней добычи жидкости по площадкам промышленного обустройства по рекомендуемому варианту.

*Приложение № 2*

к Методическим рекомендациям по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья

*Образец*

Титульный лист

Наименование организации-недропользователя

Наименование организации-исполнителя

СОГЛАСОВАНО:

УТВЕРЖДАЮ:

Главный геолог  
ОАО «Компания Недропользователя..»

Руководитель организации-  
недропользователя

\_\_\_\_\_ Ф.И.О.

\_\_\_\_\_ Ф.И.О.

«\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

«\_\_» \_\_\_\_\_ 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 Методическим рекомендациям по подготовке 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. Месторождение ... пласт ...
Таблица 3.	Характеристики вытеснения нефти рабочим агентом (водой, газом) Месторождение ... пласт ...
Таблица 4.	Характеристики вытеснения газа водой.
Таблица 5.	Результаты опробований и гидродинамических исследований разведочных и эксплуатационных скважин (приводится только для ППЭ и ДППЭ). Месторождение ... пласт ...
Таблица 6.	Результаты газодинамических исследований залежей и пластов ... Месторождение ... пласт ...
Таблица 7.	Результаты опробования и газодинамических исследований разведочных и эксплуатационных скважин (приводится только для ППЭ и ДППЭ). Месторождение ... пласт ...
Таблица 8.	Сравнение фильтрационно-емкостных свойств (керна, ГИС, ГДИ). Месторождение ... пласт ...
Таблица 9.	Свойства пластовой и дегазированной нефти. Месторождение ... пласт ... залежь ...
Таблица 10.	Компонентный состав нефти и растворенного газа. Месторождение ... пласт ... залежь ...
Таблица 11.	Количество и виды промысловых и лабораторных исследований свободного газа и конденсата. Месторождение ...
Таблица 12.	Свойства свободного газа, средний компонентный состав газа и конденсата. Месторождение ... пласт ... залежь ...
Таблица 13.	Средний фракционный состав и физико-химические свойства дегазированного (стабильного) конденсата ... месторождения
Таблица 14.	Средний групповой состав дегазированного (стабильного) конденсата, нефти. Месторождение ... пласт ... залежь ...
Таблица 15.	Результаты исследований газоконденсатных систем. Месторождение ... пласт ... залежь ...
Таблица 16.	Потенциальное содержание $C_{5+В}$ в пластовом газе при снижении пластового давления. Месторождение ... пласт ... залежь ...
Таблица 17.	Свойства и химический состав пластовых вод. Месторождение ... пласт ... залежь ...

Таблица 18.	Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов... месторождения
Таблица 19.	Сведения о запасах нефти на государственном балансе на 01.01.20__ г. Месторождение ...
Таблица 20.	Сведения о запасах растворенного газа на государственном балансе на 01.01.20__ г. Месторождение ...
Таблица 21.	Сведения о запасах свободного газа на государственном балансе на 01.01.20__ г. Месторождение ...
Таблица 22.	Сведения о запасах газа газовых шапок на государственном балансе на 01.01.20__ г. Месторождение ...
Таблица 23.	Сведения о запасах конденсата на государственном балансе на 01.01.20__ г. Месторождение ...
Таблица 24.	Сводная таблица подсчетных параметров, начальных запасов нефти и растворенного газа. Месторождение ...
Таблица 25.	Сводная таблица подсчетных параметров, начальных запасов свободного газа, газа газовой шапки, конденсата. Месторождение ...
Таблица 26.	Сопоставление запасов нефти на 01.01.20__ г. Месторождение ...
Таблица 27.	Сопоставление запасов растворенного газа на 01.01.20__ г. Месторождение ...
Таблица 28.	Сопоставление запасов свободного газа на 01.01.20__ г. Месторождение ...
Таблица 29.	Сопоставление запасов газа газовых шапок на 01.01.20__ г. Месторождение ...
Таблица 30.	Сопоставление запасов конденсата на 01.01.20__ г. Месторождение ...
Таблица 31.	Состояние реализации проектного фонда скважин на 01.01.20__ г. Месторождение ...
Таблица 32.	Характеристика фонда по состоянию на 01.01.20__ г. Месторождение ...
Таблица 33.	Основные технологические показатели разработки по состоянию на 01.01.20__ г. Месторождение ...
Таблица 34.	Технологические показатели разработки. Месторождение ... объект ...
Таблица 35.	Сравнение проектных и фактических показателей разработки ... месторождение (нефть), ... ЛУ.
Таблица 36.	Сравнение проектных и фактических показателей разработки ... месторождение (газ газовых шапок), ЛУ, ... объект.
Таблица 37.	Сравнение проектных и фактических показателей разработки ... месторождение (свободный газ), ЛУ, объект.
Таблица 38.	Сравнение проектных и фактических показателей разработки ... месторождение (свободный газ и газ газовых шапок), ЛУ, ... объект.
Таблица 39.	Сопоставление параметров и запасов УВ геологической модели с данными, представленными для утверждения.

Таблица 40.	Сопоставление параметров и запасов УВ геологической и гидродинамической моделей.
Таблица 41.	Геолого–физическая характеристика ЭО. Месторождение ...
Таблица 42.	Основные исходные характеристики прогнозных вариантов разработки нефтяных ЭО.
Таблица 43.	Основные исходные характеристики прогнозных вариантов разработки газовых и газоконденсатных ЭО.
Таблица 44.	Характеристика основного фонда скважин. Месторождение ... ЭО ... вариант ...
Таблица 45.	Результаты гидродинамических расчетов технологических показателей разработки. Месторождение ... ЭО ... вариант ...
Таблица 46.	Характеристика технологических показателей разработки по добыче газа и конденсата. Месторождение Объект ... Вариант ...
Таблица 47 (нефть).	Технологические показатели разработки. Месторождение ... ЛУ... ЭО ... Категория запасов ... Вариант
Таблица 48 (газ ГШ).	Технологические показатели разработки. Месторождение ... ЛУ... ЭО ... Категория запасов ... Вариант
Таблица 49 (газ СВ).	Технологические показатели разработки. Месторождение ... ЛУ... ЭО ... Категория запасов ... Вариант
Таблица 50 (газ СВ + ГШ).	Технологические показатели разработки. Месторождение ... ЛУ... ЭО ... Категория запасов ... Вариант
Таблица 51.	Прогноз добычи воды для технологических нужд. Месторождение ... ЭО ... Недропользователь ... Лицензия ...
Таблица 52 (нефть).	Эффективность применения ГТМ, новых методов повышения коэффициента извлечения нефти (КИН) и интенсификации добычи нефти, прогноз их применения
Таблица 53 (газ).	Эффективность применения ГТМ, новых методов повышения коэффициента извлечения конденсата (КИК) и интенсификации добычи газа, прогноз их применения
Таблица 54.	Программа работ по вводу в эксплуатацию неработающих скважин. Месторождение ...
Таблица 55.	Макроэкономические показатели, расчет нетбэков, удельные текущие и капитальные затраты
Таблица 56.	Характеристика расчетных технико–экономических показателей вариантов разработки ЭО. Месторождение ... ЭО ... вариант ...
Таблица 57.	Капитальные вложения в разработку нефтяного ЭО Месторождение ... ЭО ... вариант ...
Таблица 58.	Капитальные вложения в разработку газовых, газоконденсатных ЭО. Месторождение ... ЭО ... вариант ...
Таблица 59.	Расчет НДПИ при добыче нефти. Месторождение ... ЭО ... вариант ...
Таблица 60.	Расчет НДПИ при добыче газа. Месторождение ... ЭО ... вариант ...
Таблица 61.1.	Текущие затраты (по статьям калькуляции). Месторождение ... ЭО ... вариант ...

Таблица 61.2.	Текущие затраты (по элементам затрат). Месторождение ... ЭО ... вариант ...
Таблица 62.	Эксплуатационные затраты. Месторождение ... ЭО ... вариант ...
Таблица 63.	Расчет выручки от реализации продукции. Месторождение ... ЭО ... вариант ...
Таблица 64.	Расчет прибыли от реализации продукции и ЧДД пользователя недр. Месторождение ... ЭО ... вариант ...
Таблица 65.	Расчет дохода Государства. Месторождение ... ЭО ... вариант ...
Таблица 66.	Анализ чувствительности изменения ЧДД пользователя недр и рентабельно извлекаемых запасов УВС Месторождение ...
Таблица 67.	Сопоставление коэффициентов извлечения нефти по вариантам разработки.
Таблица 68.	Сопоставление коэффициентов извлечения газа газовой шапки и конденсата по вариантам разработки.
Таблица 69.	Сопоставление коэффициентов извлечения свободного газа и конденсата по вариантам разработки.
Таблица 70.	Сопоставление по вариантам разработки извлекаемых запасов нефти и растворенного газа, коэффициентов извлечения нефти.
Таблица 71.	Сопоставление по вариантам разработки извлекаемых запасов газа газовой шапки и конденсата, коэффициентов извлечения газа и конденсата.
Таблица 72.	Сопоставление по вариантам разработки извлекаемых запасов свободного газа и конденсата, коэффициентов извлечения газа и конденсата.
Таблица 73.	Обоснование и сопоставление рекомендуемого технологического КИН счисляющимися на государственном балансе запасов полезных ископаемых Российской Федерации.
Таблица 74.	Сопоставление рекомендуемых извлекаемых запасов нефти и КИН счисляющимися на государственном балансе запасов полезных ископаемых Российской Федерации (рентабельных и технологически извлекаемых).
Таблица 75.	Сопоставление рекомендуемых КИГ, КИК счисляющимися на государственном балансе запасов полезных ископаемых Российской Федерации (для газонефтяных, нефтегазовых, нефтегазоконденсатных залежей)
Таблица 76.	Сопоставление рекомендуемых извлекаемых запасов газа газовой шапки и конденсата (рентабельных и технологически обоснованных) счисляющимися на государственном балансе запасов полезных ископаемых Российской Федерации.
Таблица 77.	Сопоставление рекомендуемых КИГ, КИК счисляющимися на государственном балансе запасов полезных ископаемых Российской Федерации (свободный газ)



Таблица 78.	Сопоставление рекомендуемых извлекаемых запасов свободного газа и конденсата (рентабельных и технологически обоснованных) с числящимися на государственном балансе запасов полезных ископаемых Российской Федерации.
Таблица 79.	Программа мероприятий по контролю за разработкой месторождения
Таблица 80 (нефть).	Программа научно-исследовательских работ и доразведки месторождения (нефть).
Таблица 81 (газ).	Программа научно-исследовательских работ и доразведки месторождения (газ, конденсат).
Таблица 82.	Основные технико-экономические показатели рекомендуемого варианта разработки ЭО.

**Таблица 1**  
ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЗАЛЕЖЕЙ \_\_\_\_\_ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Пласт	Залежь	Тип залежи	Размеры залежи, км × км	Площадь залежи, тыс. м <sup>2</sup>	Абсолютная отметка / глубина залегания кровли (интервал изменения), м	Абсолютные отметки контактов (интервал изменения), м	Высота залежи, м
Пласт 1	Залежь 1 ... Залежь М <sub>1</sub>						
...	...						
Пласт п	Залежь 1 ... Залежь М <sub>п</sub>						

*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 песчаности				
	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 \_\_\_\_\_

№ скв.	№ обр.	Интервал отбора	Содержание связанной воды, доли ед.	Пористости, доли ед.	Коэффициенты			
					Проницаемость, мкмД · 10 <sup>-3</sup>	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

№ скв.	№ обр.	Интервал отбора	Содержание связанной воды, доли ед.	Коэффициент пористости, %	Коэффициент проницаемости, мкм <sup>2</sup> ·10 <sup>-3</sup>	Остаточная газонасыщенность при начальных пластовых условиях, доли ед.
Пласт						
Среднее значение остаточной газонасыщенности						

**Таблица 5**  
РЕЗУЛЬТАТЫ ОПРОБОВАНИЯ И ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ РАЗВЕДОЧНЫХ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН (ПРИВОДИТСЯ ТОЛЬКО ДЛЯ ППЭ И ДППЭ) \_\_\_\_\_ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ПЛАСТ \_\_\_\_\_

Номер скважины	Дата исследования	Интервал перфорации, м	Эффективная толщина, м		Дебит нефти, м <sup>3</sup> /сут	Обводненность, %	Динамический уровень м Дпрессия, МПа	Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /(сут·МПа)	Удельный коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /(сут·МПа·м)	Гидропроводность, 10 <sup>-2</sup> мкм <sup>2</sup> ·м МПа·с	Коэффициент проницаемости, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	Вид исследования
			нефтенасыщенная	перфорированная								
Залежь 1												
Среднее значение												
...												
Залежь n												
Среднее значение												

**Таблица 6**  
РЕЗУЛЬТАТЫ ГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ЗАЛЕЖЕЙ  
И ПЛАСТОВ \_\_\_\_\_ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ПЛАСТ \_\_\_\_\_

Параметр	Залежь 1	Залежь 2	Залежь М	Всего
<b>1 Начальное пластовое давление</b>				
1.1 Количество скважин				
1.2 Количество определений				
1.3 Минимальное значение, МПа				
1.4 Максимальное значение, МПа				
1.5 Среднее значение, МПа				
<b>2 Начальная пластовая температура</b>				
2.1 Количество скважин				
2.2 Количество определений				
2.3 Минимальное значение, °С				
2.4 Максимальное значение, °С				
2.5 Среднее значение, °С				
<b>3 Коэффициент проницаемости</b>				
3.1 Количество скважин				
3.2 Количество определений				
3.3 Минимальное значение, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>				
3.4 Максимальное значение, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>				
3.5 Среднее значение, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>				
<b>4 Коэффициент фильтрационного сопротивления А</b>				
4.1 Количество скважин				
4.2 Количество определений				
4.3 Минимальное значение, МПа <sup>2</sup> /(тыс. м <sup>3</sup> /сут)				
4.4 Максимальное значение, МПа <sup>2</sup> /(тыс. м <sup>3</sup> /сут)				
4.5 Среднее значение, МПа <sup>2</sup> /(тыс. м <sup>3</sup> /сут)				
<b>5 Коэффициент фильтрационного сопротивления В</b>				
5.1 Количество скважин				
5.2 Количество определений				
5.3 Минимальное значение, МПа <sup>2</sup> /(тыс. м <sup>3</sup> /сут) <sup>2</sup>				
5.4 Максимальное значение, МПа <sup>2</sup> /(тыс. м <sup>3</sup> /сут) <sup>2</sup>				
5.5 Среднее значение, МПа <sup>2</sup> /(тыс. м <sup>3</sup> /сут) <sup>2</sup>				

**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	Газонасыщенная перфорированная	Эффективная толщина, м	Дебит	Плотность конденсата, кг/м <sup>3</sup>	Давление, МПа	Температура, °С	Коэффициенты фильтрационных сопротивлений	Коэффициент проницаемости, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	Коэффициент анизотропии, дол. ед.
				штуцера			пластовой г/к смеси, тыс. м <sup>3</sup> /сут		газа, тыс. м <sup>3</sup> /сут				А, МПа <sup>2</sup> /(тыс. м <sup>3</sup> /сут.)		
				шайбы			стабильного конденсата, м <sup>3</sup> /сут		нестабильного конденсата, м <sup>3</sup> /сут				В, МПа <sup>2</sup> /(тыс. м <sup>3</sup> /сут.) <sup>2</sup>		
							воды, м <sup>3</sup> /сут						С		
							Коеф. усадки								
							стабильного								
							нестабильного								
							сепарации								
							Устье								
							Затрубное								
							Забойное								
							Пластовое								
							сепарации								
							Устьевая								
							Затрубная								
							Забойная								
							Пластовая								
							Депрессия, МПа								
							А, МПа <sup>2</sup> /(тыс. м <sup>3</sup> /сут.)								
							В, МПа <sup>2</sup> /(тыс. м <sup>3</sup> /сут.) <sup>2</sup>								
							С								
							Коэффициент проницаемости, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>								
							Коэффициент анизотропии, дол. ед.								
<b>Залежь 1</b>															
Среднее значение															
<b>Залежь п</b>															
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	Кoeffициент пористости				
1.1	Керн				
	количество скважин				
	охарактеризованная эффективная толщина, м				
	количество определений				
	минимальное значение, доли ед.				
1.2	ГИС				
	количество скважин				
	минимальное значение, доли ед.				
2	Кoeffициент проницаемости				
	Керн				
	количество скважин				
	охарактеризованная эффективная толщина, м				
2.1	количество определений				
	минимальное значение, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>				
	максимальное значение, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>				
	среднее значение, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>				
2.2	ГИС				
	количество скважин				
	минимальное значение, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>				
	максимальное значение, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>				
2.3	ГДИ				
	количество скважин				
	количество определений				
	минимальное значение, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>				
	максимальное значение, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>				
	среднее значение, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>				

**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 <sup>3</sup> /т		
6	Газосодержание при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании в рабочих условиях, м <sup>3</sup> /т		
7	Плотность нефти в условиях пласта, кг/м <sup>3</sup>		
8	Вязкость нефти в условиях пласта, мПа · с		
9	Кoeffициент сжимаемости пластовой нефти, 1/МПа · 10 <sup>-4</sup>		
10	Плотность выделившегося газа в стандартных условиях, кг/м <sup>3</sup>		
	– при однократном (стандартном) разгазировании		
	– при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании		
11	Плотность нефти в стандартных условиях, кг/м <sup>3</sup>		
	– при однократном (стандартном) разгазировании		
	– при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании		
12	Пересчетный коoeffициент, доли ед.		
Свойства дегазированной нефти			
13	Количество исследованных поверхностных проб (скважин)		
14	Плотность дегазированной нефти, кг/м <sup>3</sup>		
15	Вязкость дегазированной нефти, мПа · с		
	– при 20 °С		
	– при 50 °С		
16	Температура застывания дегазированной нефти, °С		



17	Массовое содержание, %		
	серы		
	смола 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 \_\_\_\_\_

N 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 т.ч. гелий					
	– метан					
	– этан					
	– пропан					
	– изобутан					
	– нормальный бутан					
	– изопентан					
	– нормальный пентан					
	– гексаны					
	– гептаны					
	– октаны					
	– остаток C <sub>9</sub> +					
2	Молекулярная масса					
3	Плотность					
	– газа, кг/м <sup>3</sup>					
	– газа относительная (по воздуху), доли ед.					
	– нефти, кг/м <sup>3</sup>					

**Таблица 11**  
КОЛИЧЕСТВО И ВИДЫ ПРОМЫСЛОВЫХ И ЛАБОРАТОРНЫХ  
ИССЛЕДОВАНИЙ СВОБОДНОГО ГАЗА И КОНДЕНСАТА.  
\_\_\_\_\_ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

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

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

**Таблица 12**  
СВОЙСТВА СВОБОДНОГО ГАЗА, СРЕДНИЙ КОМПОНЕНТНЫЙ СОСТАВ  
ГАЗА И КОНДЕНСАТА  
\_\_\_\_\_ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ПЛАСТ \_\_\_\_\_, ЗАЛЕЖЬ \_\_\_\_\_

Компоненты	Состав газов			Состав конденсата			Состав пластового газа	
	сепарации	дегазации	дебуганизации	дебуганизи- рованного	сырого			
	% мол.	% мол.	% мол.	% мол.	% мол.	% масс.	% мол.	% масс.
Метан CH <sub>4</sub>								
Этан C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>								
Пропан C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>								
Изобутан i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>								
Нормальный бутан n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>								
Изопентан i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>								
Нормальный пентан n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>								
Гексаны C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>								
Гептаны C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>								
Октаны C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>								
Нонаны C <sub>9</sub> H <sub>20</sub>								
Деканы + вышекипящие C <sub>10</sub> H <sub>22</sub> +								
Азот N <sub>2</sub>								
Двуокись углерода CO <sub>2</sub>								
Сероводород H <sub>2</sub> S								
Меркаптаны RSH								
Гелий He								
Всего								
Расчетное количество (при условии ко- личества компонентов газа сепарации 1000 кмоль), кмоль								
Молекулярная масса, кг/кмоль								
Плотность газа, кг/м <sup>3</sup>								
Коэффициент сверхсжимаемости газа, доли ед.								
Вязкость газа, мПа·с								
Пентан + вышекипящие C <sub>5</sub> +								
Молекулярная масса, кг/кмоль								
Плотность, кг/м <sup>3</sup>								
Потенциальное содержание C <sub>5</sub> +								
Среднее давление, МПа								
Средняя температура, °С								
Количество скважин								
Количество определений								

**Таблица 13**  
СРЕДНИЙ ФРАКЦИОННЫЙ СОСТАВ И ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ  
СВОЙСТВА ДЕГАЗИРОВАННОГО (СТАБИЛЬНОГО) КОНДЕНСАТА  
\_\_\_\_\_ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Наименование	Пласт 1			Пласт N		
	Залежь 1	Залежь ...	Залежь N			
Фракционный состав:						
Начало кипения (НК), °С						
10 % об. 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/м³						
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 <sub>1</sub> = Рнк	P <sub>2</sub>	P <sub>3</sub>	P <sub>4</sub>	P <sub>5</sub>	P <sub>6</sub>	P <sub>7</sub>	P <sub>8</sub>	P <sub>9</sub>	P <sub>10</sub> = 0,103
Объем сухого газа, м <sup>3</sup>											
Объем пластового газа, м <sup>3</sup>											
Объем выпавшего сырого конденсата, см <sup>3</sup>											
Насыщенность, %											
Объемное содержание в жидкой фазе (стабильный конденсат), см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>											
Объемный коэффициент стабильного конденсата в жидкой фазе, см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>											
Массовое содержание стабильного конденсата в жидкой фазе, г/м <sup>3</sup>											
	Метод контактной конденсации										
Давление в камере PVT, МПа	Рпл	P <sub>1</sub> = Рнк	P <sub>2</sub>	P <sub>3</sub>	P <sub>4</sub>	P <sub>5</sub>	P <sub>6</sub>	P <sub>7</sub>	P <sub>8</sub>	P <sub>9</sub>	P <sub>10</sub> = 0,103
Объем сухого газа, м <sup>3</sup>											
Объем пластового газа, м <sup>3</sup>											
Объем выпавшего сырого конденсата, см <sup>3</sup>											
Насыщенность, %											
Объемное содержание в жидкой фазе (стабильный конденсат), см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>											
Объемный коэффициент стабильного конденсата в жидкой фазе, см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>											
Массовое содержание стабильного конденсата в жидкой фазе, г/м <sup>3</sup>											

**Таблица 16**  
ПОТЕНЦИАЛЬНОЕ СОДЕРЖАНИЕ C<sub>5+В</sub> 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 <sub>5+В</sub> в пластовом газе, г/м <sup>3</sup>										

**Таблица 17**  
СВОЙСТВА И ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ ПЛАСТОВЫХ ВОД  
\_\_\_\_\_ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ПЛАСТ \_\_\_\_\_, ЗАЛЕЖЬ \_\_\_\_\_

N п/п	Параметр	Диапазон значений	Среднее значение
1	Газосодержание, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>		
2	Плотность воды, кг/м <sup>3</sup>		
	– в стандартных условиях		
	– в условиях пласта		
3	Вязкость в условиях пласта, мПа·с		
4	Коэффициент сжимаемости, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>		
5	Объемный коэффициент, доли ед.		
6	Химический состав вод, (мг/л)/(мг-экв/л)		
	Na <sup>+</sup> + K <sup>+</sup>		
	Ca <sup>+2</sup>		
	Mg <sup>+2</sup>		
	Cl <sup>-</sup>		
	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>		
	CO <sub>3</sub> <sup>-2</sup>		
	SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup>		
	NH <sub>4</sub> <sup>+</sup>		
	Br <sup>-</sup>		
	J <sup>-</sup>		
	B <sup>+3</sup>		
	Li <sup>+</sup>		
	Sr <sup>+2</sup>		
	Rb <sup>+</sup>		
	Cs <sup>+</sup>		
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

NN п/п	Параметры	Размерность	Продуктивные пласты (залежи)			
			1	2	3	...
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 нефтегазоносности	тыс. м <sup>2</sup>				
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 <sup>2</sup>				
18	Коэффициент песчаности	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 <sup>3</sup> ) · 10 <sup>-3</sup>				
24	Плотность нефти в поверхностных условиях	(кг/м <sup>3</sup> ) · 10 <sup>-3</sup>				
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 <sup>3</sup> /т				
31	Давление начала конденсации	МПа				
32	Плотность конденсата в стандартных условиях	(кг/м <sup>3</sup> ) · 10 <sup>-3</sup>				
33	Вязкость конденсата в стандартных условиях	мПа·с				
34	Потенциальное содержание стабильного конденсата в пластовом газе (C <sub>ст</sub> )	г/м <sup>3</sup>				
35	Содержание сероводорода	%				
36	Вязкость газа в пластовых условиях	мПа·с				
37	Плотность газа в пластовых условиях	кг/м <sup>3</sup>				
38	Коэффициент сверхсжимаемости газа	доли ед.				
39	Вязкость воды в пластовых условиях	мПа·с				

40	Плотность воды в поверхностных условиях	(кг/м <sup>3</sup> ) · 10 <sup>-3</sup>				
41	Коэффициент сжимаемости	1/МПа × 10 <sup>-4</sup>				
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 <sup>3</sup> /(сут·МПа·м)				
	Коэффициенты фильтрационных сопротивлений					
48	А	МПа <sup>2</sup> /(тыс. м <sup>3</sup> /сут)				
	В	МПа <sup>2</sup> /(тыс. м <sup>3</sup> /сут) <sup>2</sup>				

*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  
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	
	АВ <sub>1</sub> (С <sub>1</sub> )	В <sub>2</sub> (С <sub>2</sub> )	АВ <sub>1</sub> (С <sub>1</sub> )	В <sub>2</sub> (С <sub>2</sub> )	АВ <sub>1</sub> (С <sub>1</sub> )	В <sub>2</sub> (С <sub>2</sub> )	АВ <sub>1</sub> (С <sub>1</sub> )	В <sub>2</sub> (С <sub>2</sub> )
Лицензионный участок 1 (наименование участка, номер лицензии)								
Пласт 1	Залежь 1							
	...							
	Залежь п							
Итого по пласту								
Пласт N	Залежь 1							
	...							
	Залежь п							
Итого по пласту								
Всего по ЛУ (наименование участка, номер лицензии)								
Лицензионный участок 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. Для месторождений, введенных в промышленную разработку, приводятся сведения для запасов категорий АВ<sub>1</sub> и В<sub>2</sub>, для не введенных – для запасов категорий С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub>.

**Таблица 20**  
СВЕДЕНИЯ О ЗАПАСАХ РАСТВОРЕННОГО ГАЗА НА  
ГОСУДАРСТВЕННОМ БАЛАНСЕ НА 01.01.20\_\_ Г.  
\_\_\_\_\_ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Пласт	Начальные извлекаемые запасы, млн м <sup>3</sup>		Остаточные извлекаемые запасы, млн м <sup>3</sup>	
	АВ <sub>1</sub> (С <sub>1</sub> )	В <sub>2</sub> (С <sub>2</sub> )	АВ <sub>1</sub> (С <sub>1</sub> )	В <sub>2</sub> (С <sub>2</sub> )
Лицензионный участок 1 (наименование участка, номер лицензии)				
Пласт 1	Залежь 1			
	...			
	Залежь п			
Итого по пласту				
Пласт N	Залежь 1			
	...			
	Залежь п			
Итого по пласту				
Всего по ЛУ (наименование участка, номер лицензии)				
Лицензионный участок 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. Для месторождений, введенных в промышленную разработку, приводятся сведения для запасов категорий АВ<sub>1</sub> и В<sub>2</sub>, для не введенных – для запасов категорий С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub>.

**Таблица 21**  
**СВЕДЕНИЯ О ЗАПАСАХ СВОБОДНОГО ГАЗА, НА ГОСУДАРСТВЕННОМ**  
**БАЛАНСЕ НА 01.01.20\_\_ Г.**  
**\_\_\_\_\_ МЕСТОРОЖДЕНИЕ**

Пласт	Начальные геологические запасы, млн м <sup>3</sup>		Коэффициент извлечения газа, доли ед.		Начальные извлекаемые запасы, млн м <sup>3</sup>		Остаточные извлекаемые запасы, млн м <sup>3</sup>	
	АВ <sub>1</sub> (С <sub>1</sub> )	В <sub>2</sub> (С <sub>2</sub> )	АВ <sub>1</sub> (С <sub>1</sub> )	В <sub>2</sub> (С <sub>2</sub> )	АВ <sub>1</sub> (С <sub>1</sub> )	В <sub>2</sub> (С <sub>2</sub> )	АВ <sub>1</sub> (С <sub>1</sub> )	В <sub>2</sub> (С <sub>2</sub> )
Лицензионный участок 1 (наименование участка, номер лицензии)								
Пласт 1	Залежь 1							
	...							
	Залежь п							
Итого по пласту								
Пласт N	Залежь 1							
	...							
	Залежь п							
Итого по пласту								
Всего по ЛУ (наименование участка, номер лицензии)								
Лицензионный участок N ... п (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 ... п								
Всего по недропользователю 1								
Всего по недропользователю ... п								
Распределенный фонд								
Нераспределенный фонд								

*Примечание.* Для месторождений, введенных в промышленную разработку, приводятся сведения для запасов категорий А + В<sub>1</sub> и В<sub>2</sub>, для не введенных – для запасов категорий С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub>.

**Таблица 22**  
**СВЕДЕНИЯ О ЗАПАСАХ ГАЗА ГАЗОВЫХ ШАПОК НА**  
**ГОСУДАРСТВЕННОМ БАЛАНСЕ НА 01.01.20\_\_ Г.**  
**\_\_\_\_\_ МЕСТОРОЖДЕНИЕ**

Пласт	Начальные геологические запасы, млн м <sup>3</sup>		Коэффициент извлечения газа ГШ, доли ед.		Начальные извлекаемые запасы, млн м <sup>3</sup>		Остаточные извлекаемые запасы, млн м <sup>3</sup>	
	АВ <sub>1</sub> (С <sub>1</sub> )	В <sub>2</sub> (С <sub>2</sub> )	АВ <sub>1</sub> (С <sub>1</sub> )	В <sub>2</sub> (С <sub>2</sub> )	АВ <sub>1</sub> (С <sub>1</sub> )	В <sub>2</sub> (С <sub>2</sub> )	АВ <sub>1</sub> (С <sub>1</sub> )	В <sub>2</sub> (С <sub>2</sub> )
Лицензионный участок 1 (наименование участка, номер лицензии)								
Пласт 1	Залежь 1							
	...							
	Залежь п							
Итого по пласту								
Пласт N	Залежь 1							
	...							
	Залежь п							
Итого по пласту								
Всего по ЛУ (наименование участка, номер лицензии)								
Лицензионный участок N ... п (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 ... п								
Всего по недропользователю 1								
Всего по недропользователю...п								
Распределенный фонд								
Нераспределенный фонд								

*Примечание.* Для месторождений, введенных в промышленную разработку, приводятся сведения для запасов категорий АВ<sub>1</sub> и В<sub>2</sub>, для не введенных – для запасов категорий С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub>.

**Таблица 23**  
**СВЕДЕНИЯ О ЗАПАСАХ КОНДЕНСАТА НА ГОСУДАРСТВЕННОМ**  
**БАЛАНСЕ 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	
	АВ <sub>1</sub> (С <sub>1</sub> )	В <sub>2</sub> (С <sub>2</sub> )	АВ <sub>1</sub> (С <sub>1</sub> )	В <sub>2</sub> (С <sub>2</sub> )	АВ <sub>1</sub> (С <sub>1</sub> )	В <sub>2</sub> (С <sub>2</sub> )	АВ <sub>1</sub> (С <sub>1</sub> )	В <sub>2</sub> (С <sub>2</sub> )
Лицензионный участок 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)								
Лицензионный участок 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.* Для месторождений, введенных в промышленную разработку, приводятся сведения для запасов категорий АВ<sub>1</sub> и В<sub>2</sub>, для не введенных – для запасов категорий С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub>.





**Таблица 26**  
СОПОСТАВЛЕНИЕ ЗАПАСОВ НЕФТИ НА 01.01.20\_\_ Г.  
\_\_\_\_\_ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Продуктивные пласты, залежи		Начальные геологические запасы, тыс. т			
		Представляемые, ____ год		Числящиеся на государственном балансе на 01.01.20__ г.	
		АВ <sub>1</sub> (С <sub>1</sub> )	В <sub>2</sub> (С <sub>2</sub> )	АВ <sub>1</sub> (С <sub>1</sub> )	В <sub>2</sub> (С <sub>2</sub> )
Лицензионный участок N 1 (наименование участка, номер лицензии)					
Пласт 1	Залежь 1				
	...				
	Залежь п				
Итого по пласту					
Пласт п	Залежь 1				
	...				
	Залежь п				
Итого по пласту					
Всего по ЛУ (наименование участка, номер лицензии)					
Лицензионный участок N ... п (наименование участка, номер лицензии)					
Всего по ЛУ (наименование участка, номер лицензии)					
Итого по нераспределенному фонду					
Месторождение в целом					
Всего по месторождению, в т.ч.					
ЛУ N 1					
ЛУ N ... п					
Всего по недропользователю 1					
Всего по недропользователю ... п					
Распределенный фонд					
Нераспределенный фонд					

*Примечание.* Для месторождений, введенных в промышленную разработку, приводятся сведения для запасов категорий АВ<sub>1</sub> и В<sub>2</sub>, для не введенных – для запасов категорий С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub>.

**Таблица 27**  
СОПОСТАВЛЕНИЕ ЗАПАСОВ РАСТВОРЕННОГО ГАЗА НА 01.01.20\_\_ Г.  
\_\_\_\_\_ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Продуктивные пласты, залежи		Начальные геологические запасы, тыс. т			
		Представляемые, ____ год		Числящиеся на государственном балансе на 01.01.20__ г.	
		АВ <sub>1</sub> (С <sub>1</sub> )	В <sub>2</sub> (С <sub>2</sub> )	АВ <sub>1</sub> (С <sub>1</sub> )	В <sub>2</sub> (С <sub>2</sub> )
Лицензионный участок N 1 (наименование участка, номер лицензии)					
Пласт 1	Залежь 1				
	...				
	Залежь п				
Итого по пласту					
Пласт N	Залежь 1				
	...				
	Залежь п				
Итого по пласту					
Всего по ЛУ (наименование участка, номер лицензии)					
Лицензионный участок N ... N (наименование участка, номер лицензии)					
Всего по ЛУ (наименование участка, номер лицензии)					
Итого по нераспределенному фонду					
Месторождение в целом					
Всего по месторождению, в т.ч.					
ЛУ N 1					
ЛУ N ... п					
Всего по недропользователю 1					
Всего по недропользователю...п					
Распределенный фонд					
Нераспределенный фонд					

*Примечание.* Для месторождений, введенных в промышленную разработку, приводятся сведения для запасов категорий АВ<sub>1</sub> и В<sub>2</sub>, для не введенных – для запасов категорий С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub>.

**Таблица 28**  
СОПОСТАВЛЕНИЕ ЗАПАСОВ СВОБОДНОГО ГАЗА НА 01.01.20\_\_ Г.  
\_\_\_\_\_ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Продуктивные пласты, залежи		Начальные геологические запасы, тыс. т			
		Представляемые, ____ год		Числящиеся на государственном балансе на 01.01.20__ г.	
		АВ <sub>1</sub> (С <sub>1</sub> )	В <sub>2</sub> (С <sub>2</sub> )	АВ <sub>1</sub> (С <sub>1</sub> )	В <sub>2</sub> (С <sub>2</sub> )
Лицензионный участок N 1 (наименование участка, номер лицензии)					
Пласт 1	Залежь 1				
	...				
	Залежь п				
Итого по пласту					
Пласт п	Залежь 1				
	...				
	Залежь п				
Итого по пласту					
Всего по ЛУ (наименование участка, номер лицензии)					
Лицензионный участок N ... п (наименование участка, номер лицензии)					
Всего по ЛУ (наименование участка, номер лицензии)					
Итого по нераспределенному фонду					
Месторождение в целом					
Всего по месторождению, в т.ч.					
ЛУ N 1					
ЛУ N ... п					
Всего по недропользователю 1					
Всего по недропользователю ... п					
Распределенный фонд					
Нераспределенный фонд					

*Примечание.* Для месторождений, введенных в промышленную разработку, приводятся сведения для запасов категорий АВ<sub>1</sub> и В<sub>2</sub>, для не введенных – для запасов категорий С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub>.

**Таблица 29**  
СОПОСТАВЛЕНИЕ ЗАПАСОВ ГАЗА ГАЗОВЫХ ШАПОК НА 01.01.20\_\_ Г.  
\_\_\_\_\_ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Продуктивные пласты, залежи		Начальные геологические запасы, тыс. т			
		Представляемые, ____ год		Числящиеся на государственном балансе на 01.01.20__ г.	
		АВ <sub>1</sub> (С <sub>1</sub> )	В <sub>2</sub> (С <sub>2</sub> )	АВ <sub>1</sub> (С <sub>1</sub> )	В <sub>2</sub> (С <sub>2</sub> )
Лицензионный участок N 1 (наименование участка, номер лицензии)					
Пласт 1	Залежь 1				
	...				
	Залежь п				
Итого по пласту					
Пласт п	Залежь 1				
	...				
	Залежь п				
Итого по пласту					
Всего по ЛУ (наименование участка, номер лицензии)					
Лицензионный участок N ... п (наименование участка, номер лицензии)					
Всего по ЛУ (наименование участка, номер лицензии)					
Итого по нераспределенному фонду					
Месторождение в целом					
Всего по месторождению, в т.ч.					
ЛУ N 1					
ЛУ N ... п					
Всего по недропользователю 1					
Всего по недропользователю ... п					
Распределенный фонд					
Нераспределенный фонд					

*Примечание.* Для месторождений, введенных в промышленную разработку, приводятся сведения для запасов категорий АВ<sub>1</sub> и В<sub>2</sub>, для не введенных – для запасов категорий С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub>.

**Таблица 30**  
СОПОСТАВЛЕНИЕ ЗАПАСОВ КОНДЕНСАТА НА 01.01.20\_\_ Г.  
\_\_\_\_\_ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Продуктивные пласты, залежи		Начальные геологические запасы, тыс. т			
		Представляемые, ____ год		Числящиеся на государственном балансе на 01.01.20__ г.	
		АВ <sub>1</sub> (С <sub>1</sub> )	В <sub>2</sub> (С <sub>2</sub> )	АВ <sub>1</sub> (С <sub>1</sub> )	В <sub>2</sub> (С <sub>2</sub> )
Лицензионный участок N 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)					
Лицензионный участок N ... n (наименование участка, номер лицензии)					
Всего по ЛУ (наименование участка, номер лицензии)					
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.* Для месторождений, введенных в промышленную разработку, приводятся сведения для запасов категорий АВ<sub>1</sub> и В<sub>2</sub>, для не введенных – для запасов категорий С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub>.

**Таблица 31**  
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 32**  
**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 отработку на нефть						
	Всего						
	В том числе:						
	Действующие						
	из них фонтанные						
	ЭЦН						
	ШГН						
	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						
	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	Пробурено						
	Переведены из других категорий						
	Всего						
	В том числе:						
	Наблюдательные						
Пьезометрические							
Фонд специальных скважин	водозаборные	Пробурено					
		Возвращены с других объектов/продуктивных пластов (приобщение)					
		Переведены из других категорий					
		Всего					
		В том числе:					
		Действующие					
		Бездействующие					
		В освоении после бурения					
		Переведены в другие категории					
		В ожидании ликвидации					
Ликвидированные							
поглощающие	Пробурено						
	Возвращены с других объектов/продуктивных пластов (приобщение)						
	Переведены из других категорий						
	Всего						
	В том числе:						
	Действующие						
	Бездействующие						
	В освоении после бурения						
	Переведены в другие категории						
	В ожидании ликвидации						
Ликвидированные							
Общий фонд	Действующие						
	В освоении после бурения						
	Бездействующие						
	В консервации						
	Пьезометрические						
	Наблюдательные						
	Ликвидированные и в ожидании ликвидации						
Всего							

**Таблица 33**  
**ОСНОВНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ ПО**  
**СОСТОЯНИЮ НА 01.01.20\_\_ г.**  
**МЕСТОРОЖДЕНИЕ \_\_\_\_\_**

N п/п	Основные показатели разработки	Объект 1	...	Объект N	Месторождение
2	Текущая добыча нефти, тыс. т/год				
3	Накопленная добыча нефти, тыс. т				
4	Текущий коэффициент извлечения нефти (КИН), доли ед.				
	Утвержденный КИН, доли ед.				
5	Годовая добыча жидкости, тыс. т/год				
	Накопленная добыча жидкости, тыс. т				
	Обводненность, %				
	Водонефтяной фактор, т/т				
	Накопленный водонефтяной фактор, т/т				
6	Фонд добывающих скважин				
	Действующий фонд добывающих скважин				
	Действующий фонд нагнетательных скважин				
7	Средний дебит нефти, т/сут				
	Средний дебит жидкости, т/сут				
	Средняя приемистость скважины, м³/сут				
8	Годовая закачка воды, тыс. м³/год				
	Накопленная закачка воды, тыс. м³				
	Годовая компенсация отборов жидкости закачкой воды, %				
	Накопленная компенсация отборов жидкости закачкой воды, %				
9	Добыча попутного газа, млн. м³/сут				
	Добыча свободного газа, млн. м³/сут				
	Добыча конденсата (стабильного), тыс. т				
10	Фонд добывающих газовых скважин				
	Действующий фонд газовых скважин				
	Действующий фонд газонагнетательных скважин				
11	Средний дебит газа, тыс. м³/сут				
	Средняя приемистость по газу, тыс. м³/сут				
	Средний дебит конденсата, т/сут				

**Таблица 34\***  
**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	накоплен.	годовая	накоплен.	годовая	накоплен.	годовая	накоплен.		
	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23





**Таблица 36 (газ ГШ)**  
**СРАВНЕНИЕ ПРОЕКТНЫХ И ФАКТИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ**  
**РАЗРАБОТКИ**

Месторождение \_\_\_\_\_  
 ЛУ \_\_\_\_\_  
 ЭО \_\_\_\_\_

NN 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	Остаточные извлекаемые запасы растворенного газа	млн м <sup>3</sup>										
2	Добыча растворенного газа с начала разработки	млн м <sup>3</sup>										
3	Добыча растворенного газа	млн м <sup>3</sup>										
4	Использование растворенного газа	млн м <sup>3</sup>										
5	Процент использования растворенного газа	%										
6	Остаточные запасы газа газовой шапки	млн м <sup>3</sup>										
7	Добыча газа газовой шапки с начала разработки	млн м <sup>3</sup>										
8	в том числе газа газовой шапки через нефтяные скважины (попутный газ)	млн м <sup>3</sup>										
9	в том числе газа газовой шапки из газовых скважин	млн м <sup>3</sup>										
10	Добыча газа газовой шапки всего	млн м <sup>3</sup>										
11	в том числе газа газовой шапки через нефтяные скважины (попутный газ)	млн м <sup>3</sup>										
12	в том числе газа газовой шапки из газовых скважин	млн м <sup>3</sup>										
13	Расход газа на собственные нужды	млн м <sup>3</sup>										
14	в том числе на технологические нужды	млн м <sup>3</sup>										
15	Ввод новых добывающих скважин	шт.										
16	в том числе из эксплуатационного бурения	шт.										
17	в том числе из разведочного бурения	шт.										
18	Перевод скважин из других категорий	шт.										
19	Перевод скважин с других объектов	шт.										
20	Средняя глубина новой скважины	м										
21	Эксплуатационное бурение всего	тыс. м										
22	Фонд добывающих газовых скважин на конец года	шт.										
23	Действующий фонд добывающих газовых скважин на конец года	шт.										
24	Выбытие добывающих скважин	шт.										
25	Ввод нагнетательных скважин	шт.										
26	Выбытие нагнетательных скважин	шт.										
27	Фонд нагнетательных скважин на конец года	шт.										
28	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года	шт.										
29	Добыча газа из новых скважин	млн м <sup>3</sup>										

30	Средний дебит новой скважины по газу	тыс. м <sup>3</sup> /сут										
31	Среднее число дней работы новой скважины	дни										
32	Расчетная добыча газа из новых скважин предыдущего года в данном году	млн м <sup>3</sup>										
33	Ожидаемая расчетная добыча газа из переходящих скважин данного года	млн м <sup>3</sup>										
34	Добыча газа из переходящих скважин	млн м <sup>3</sup>										
35	Изменение добычи газа из переходящих скважин	млн м <sup>3</sup>										
36	Коэффициент изменения добычи газа из переходящих скважин	доли ед.										
37	Среднедействующий фонд переходящих скважин	шт.										
38	Средний дебит переходящих скважин по газу	тыс. м <sup>3</sup> /сут										
39	Средняя приемистость нагнетательных скважин по газу	тыс. м <sup>3</sup> /сут										
40	Среднее число дней работы переходящей скважины	дни										
41	Закачка газа	млн м <sup>3</sup>										
42	Закачка газа с начала разработки	млн м <sup>3</sup>										
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 <sup>3</sup>										
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 37 (газ СВ)**  
**СРАВНЕНИЕ ПРОЕКТНЫХ И ФАКТИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ**  
**РАЗРАБОТКИ**

Месторождение \_\_\_\_\_

ЛУ \_\_\_\_\_

ЭО \_\_\_\_\_

NN 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	Остаточные запасы свободного газа	млн м <sup>3</sup>										
2	Добыча свободного газа с начала разработки	млн м <sup>3</sup>										
3	Добыча свободного газа всего	млн м <sup>3</sup>										
4	Расход газа на собственные нужды	млн м <sup>3</sup>										
5	в том числе на технологические нужды	млн м <sup>3</sup>										
6	Ввод новых добывающих скважин	шт.										
7	в том числе из эксплуатационного бурения	шт.										
8	в том числе из разведочного бурения	шт.										
9	Перевод скважин из других категорий	шт.										
10	Перевод скважин с других объектов	шт.										
11	Средняя глубина новой скважины	м										
12	Эксплуатационное бурение всего	тыс. м										
13	Фонд добывающих газовых скважин на конец года	шт.										
14	Действующий фонд добывающих газовых скважин на конец года	шт.										
15	Выбытие добывающих скважин	шт.										
16	Ввод нагнетательных скважин	шт.										
17	Выбытие нагнетательных скважин	шт.										
18	Фонд нагнетательных скважин на конец года	шт.										
19	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года	шт.										
20	Добыча газа из новых скважин	млн м <sup>3</sup>										
21	Средний дебит новой скважины по газу	тыс. м <sup>3</sup> /сут										
22	Среднее число дней работы новой скважины	дни										
23	Расчетная добыча газа из новых скважин предыдущего года в данном году	млн м <sup>3</sup>										
24	Ожидаемая расчетная добыча газа из переходящих скважин данного года	млн м <sup>3</sup>										
25	Добыча газа из переходящих скважин	млн м <sup>3</sup>										

26	Изменение добычи газа из переходящих скважин	млн м <sup>3</sup>										
27	Кэффициент изменения добычи газа из переходящих скважин	доли ед.										
28	Среднейдействующий фонд переходящих скважин	шт.										
29	Средний дебит переходящих скважин по газу	тыс. м <sup>3</sup> /сут										
30	Средняя приемистость нагнетательных	тыс. м <sup>3</sup> /с										
31	Среднее число дней работы переходящей скважины	дни										
32	Закачка газа	млн м <sup>3</sup>										
33	Закачка газа с начала разработки	млн м <sup>3</sup>										
34	Компенсация отбора текущая	%										
35	Компенсация отбора с начала разработки	%										
36	Средневзвешенное пластовое давление на конец года	МПа										
37	Среднее устьевое (рабочее) давление на конец года	МПа										
38	Темп отбора газа от начальных утвержденных запасов	%										
39	Темп отбора газа от текущих утвержденных запасов	%										
40	Содержание стабильного конденсата	г/м <sup>3</sup>										
41	Добыча конденсата	тыс. т										
42	Добыча конденсата с начала разработки	тыс. т										
43	Технологические потери конденсата	%										
44	Кэффициент извлечения конденсата	доли ед.										

\*Для участка ОПР отдельно представляется аналогичная таблица.



**Таблица 39\***

СОПОСТАВЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ И ЗАПАСОВ УВ 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 <sup>3</sup>				
	Площадь нефтеносности	тыс. м <sup>2</sup>				
	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м				
	Средний коэффициент пористости (нефтенасыщенная часть)	доли ед.				
	Средний коэффициент начальной нефтенасыщенности	доли ед.				
Объект газовый	Начальные геологические запасы газа	тыс. т				
	Объем газонасыщенных пород	тыс. м <sup>3</sup>				
	Площадь газоносности	тыс. м <sup>2</sup>				
	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 40**

СОПОСТАВЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ И ЗАПАСОВ УВ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ И ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛЕЙ

Параметры	Модели		Расхождение ГДМ с ГМ	
	Геологическая	Гидродинамическая	абс. ед.	%
Объемы, млн м <sup>3</sup>				
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 <sup>3</sup>				
Конденсат, тыс. т				



**Таблица 41**  
ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЭО  
МЕСТОРОЖДЕНИЕ

N п/п	Параметры	Объект 1			...			Объект N		
		Залежь 1	...	Залежь N				Залежь 1	...	Залежь N
1	Глубина залегания, м									
2	Тип залежей									
3	Тип коллектора									
4	Площадь нефтеносности, тыс. м <sup>2</sup>									
5	Площадь газоносности, тыс. м <sup>2</sup>									
6	Общая толщина пласта, м									
7	Эффективная нефтенасыщенная толщина, м									
8	Эффективная газонасыщенная толщина, м									
9	Козэффициент песчаности, доли ед.									
10	Козэффициент расчлененности, доли ед.									
11	Проницаемость, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>									
12	Пористость, доли ед.									
13	Начальная нефтенасыщенность, доли ед.									
14	Начальная газонасыщенность, доли ед.									
15	Начальная пластовая температура, °С									
16	Начальное пластовое давление, МПа									
17	Давление насыщения нефти газом, МПа									
18	Газовый фактор нефти, м <sup>3</sup> /т									
19	Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup>									
20	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с									
21	Объемный козэффициент нефти, доли ед.									
22	Плотность воды в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup>									
23	Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с									
24	Плотность газа при начальных пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup>									
25	Козэффициент сверхсжимаемости при начальных пластовых условиях, доли ед.									
26	Вязкость газа при начальных пластовых условиях, мПа·с									
27	Потенциальное содержание C <sub>гн</sub> при начальных пластовых условиях, г/м <sup>3</sup>									
28	Давление начала конденсации, МПа									

**Таблица 42**  
ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРОГНОЗНЫХ  
ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ЭО

Характеристики	Варианты			
	1	2	...	N
Эксплуатационный объект				
Режим разработки				
Система размещения скважин				
Расстояние между скважинами, м				
Плотность сетки скважин, га/скв.				
Забойное давление, МПа				
– добывающих				
– нагнетательных				
Козэффициент использования эксплуатационного фонда скважин, доли ед.				
– добывающих				
– нагнетательных				
Козэффициент эксплуатации действующего фонда скважин, доли ед.				
– добывающих				
– нагнетательных				

**Таблица 43**  
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 А, МПа <sup>2</sup> /(тыс. м <sup>3</sup> /сут)				
Коэффициент фильтрационного сопротивления В, (МПа/(тыс. м <sup>3</sup> /сут)) <sup>2</sup>				
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 44**  
ХАРАКТЕРИСТИКА ОСНОВНОГО ФОНДА СКВАЖИН

Месторождение ..... ЭО ..... Вариант .....

Годы	Ввод скважин из				Фонд скважин с начала разработки	Экспл. бурение с начала разработки, тыс. м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин			Фонд нагнетательных скважин на конец года	Среднегодовой дебит на одну скважину нефтяную			Проницаемость одной нагнет. скважины, м <sup>2</sup> /сут.	Среднегодовой дебит на одну скважину газовую		Средняя проницаемость газонагн. скважины, тыс. м <sup>2</sup> /сут.
	Всего	добывающих	нагнетательных	газовых			всего	в т.ч. нагнетательных	всего	механизированных	газовых		нефти, т/сут	жидкости, т/сут	газа, тыс. м <sup>3</sup> в сут		газа, тыс. м <sup>3</sup> /сут	конденсата, т/сут.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20

**Таблица 45**  
РЕЗУЛЬТАТЫ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ

Месторождение ..... ЭО ..... Вариант .....

Годы		Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Отбор извлекаемых запасов, %	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс. т		Накопленная добыча жидкости, млн т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочих агентов, млн м <sup>3</sup>		Компенсация отбора закачкой, %
1	2	3	4	5			6	7	8	9		10	11	
Годовая	Накопленная	начальных	текущих				Всего	Мех. способ	Всего	Мех. способ		Годовая	Накопленная	
Добыча нефтяного газа, млн нм <sup>3</sup>		Добыча свободного газа, через нефтяные скважины, млн нм <sup>3</sup>			Добыча свободного газа из газовых скважин, млн нм <sup>3</sup>			Добыча конденсата, млн т		Коэффициент извлечения газа, доли ед.	Коэффициент извлечения конденсата, доли ед.			
Годовая	накоплен.	Годовая	накоплен.	Годовая	накоплен.	Годовая	накоплен.	Годовая	накоплен.			24	25	
16	17	18	19	20	21	22	23	24	25					

**Таблица 46**  
ХАРАКТЕРИСТИКА ОСНОВНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ПО ДОБЫЧЕ ГАЗА И КОНДЕНСАТА

Месторождение \_\_\_\_\_

ЭО \_\_\_\_\_

Вариант \_\_\_\_\_

Годы и периоды		Добыча газа, млн м <sup>3</sup>		Добыча газа сепарации, млн м <sup>3</sup>		Добыча стабильного конденсата, тыс. т		Добыча нестабильного конденсата (или дестанизованного), тыс. т		Добыча воды, тыс. м <sup>3</sup>		Коэффициент извлечения газа (КИГ), доли ед.		Коэффициент извлечения конденсата (КИК), доли ед.		Ввод скважин		Зарезка боковых стволов		Действующий фонд скважин, шт.		Средний дебит скважин по газу, тыс. м <sup>3</sup> /сут		Средняя температура на устье скважин, °С		Средняя температура на входе в УКПГ, °С		Содержание C <sub>5+</sub> в газе сепарации, г/м <sup>3</sup>		Технологические потери конденсата, %		Среднее давление по действующему фонду, 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	26	27	28	29	30	31	32	33	34	
Годовая	накоп.	Годовая	накоп.	Годовая	накоп.	Годовая	накоп.	Годовая	накоп.	Годовая	накоп.	КИГ		КИК		Всего	в том числе из бурения	Зарезка боковых стволов		Действующий фонд скважин, шт.		Средний дебит скважин по газу, тыс. м <sup>3</sup> /сут		Средняя температура на устье скважин, °С		Средняя температура на входе в УКПГ, °С		Содержание C <sub>5+</sub> в газе сепарации, г/м <sup>3</sup>		Технологические потери конденсата, %		Среднее давление по действующему фонду, МПа		
16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50

**Таблица 47 (нефть)**  
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ

Месторождение \_\_\_\_\_

Лицензионный участок \_\_\_\_\_

ЭО \_\_\_\_\_

Категория запасов \_\_\_\_\_

Вариант \_\_\_\_\_

N п/п	Показатели	Ед. изм.	Годы																	
			20__	20__	20__	20__	20__	20__	20__	20__	20__	20__								
1	Добыча нефти всего	тыс. т																		
2	в том числе из переходящих скважин	тыс. т																		
3	в том числе из новых скважин	тыс. т																		
4	Добыча нефти механизированным способом	тыс. т																		
5	Ввод новых добывающих скважин	шт.																		
6	в том числе из эксплуатационного бурения	шт.																		
7	в том числе из разведочного бурения	шт.																		
8	Перевод скважин из других категорий	шт.																		
9	Перевод скважин с других объектов	шт.																		
10	Ввод боковых стволов	шт.																		
11	Средний дебит новой скважины по нефти	т/сут																		
12	Среднее число дней работы новой скважины	дни																		
13	Средняя глубина новой скважины	м																		
14	Эксплуатационное бурение всего	тыс. м																		
15	в том числе добывающие скважины	тыс. м																		
16	в том числе вспомогательные и специальные скважины	тыс. м																		
17	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году	дни																		
18	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году	тыс. т																		
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года	тыс. т																		
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года	тыс. т																		
21	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года	тыс. т																		
22	Изменение добычи нефти из переходящих скважин	тыс. т																		
	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин	%																		
24	Мощность новых скважин	тыс. т																		
25	Выбытие добывающих скважин	шт.																		
26	в том числе под закачку	шт.																		
27	Фонд добывающих нефтяных скважин на конец года	шт.																		
28	в том числе нагнетательных в отработке на нефть	шт.																		

29	Действующий фонд добывающих нефтяных скважин на конец года	шт.																		
30	Перевод скважин на механизированную добычу	шт.																		
31	Фонд механизированных скважин	шт.																		
32	Ввод нагнетательных скважин	шт.																		
33	Выбытие нагнетательных скважин	шт.																		
34	Фонд нагнетательных скважин на конец года	шт.																		
35	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года	шт.																		
36	Средний дебит действующих скважин по жидкости	т/сут																		
37	Средний дебит переходящих скважин по жидкости	т/сут																		
38	Средний дебит новых скважин по жидкости	т/сут																		
39	Средний дебит действующих скважин по нефти	т/сут																		
40	в том числе переходящих	т/сут																		
41	Средняя приемистость нагнетательных скважин	м³/сут																		
42	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин	%																		
43	Средняя обводненность продукции переходящих скважин	%																		
44	Средняя обводненность продукции новых скважин	%																		
45	Добыча жидкости всего	тыс. т																		
46	в том числе из переходящих скважин	тыс. т																		
47	в том числе из новых скважин	тыс. т																		
48	добыча жидкости механизированным способом	тыс. т																		
49	Добыча жидкости с начала разработки	тыс. т																		
50	Добыча нефти с начала разработки	тыс. т																		
51	Коэффициент извлечения нефти (КИН)	доли ед.																		
52	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов	%																		
53	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов	%																		
54	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов	%																		
55	Закачка рабочего агента	тыс. м³																		
56	Закачка рабочего агента с начала разработки	тыс. м³																		
57	Компенсация отбора текущая	%																		
58	Компенсация отбора с начала разработки	%																		
59	Добыча растворенного газа	млн м³																		
60	Добыча растворенного газа с начала разработки	млн м³																		
61	Использование растворенного газа	млн м³																		
62	Использование растворенного газа	%																		

\* Для участка ОПР отдельно представляется аналогичная таблица.

**Таблица 48 (газ ГШ)**

**ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ**

Месторождение \_\_\_\_\_

Лицензионный участок \_\_\_\_\_

ЭО \_\_\_\_\_

Категория запасов \_\_\_\_\_

Вариант \_\_\_\_\_

NN пп	Показатели	Ед. измер.	Годы					
			20__	20__	20__	20__	20__	20__
1	Остаточные извлекаемые запасы растворенного газа	млн м <sup>3</sup>						
2	Добыча растворенного газа с начала разработки	млн м <sup>3</sup>						
3	Добыча растворенного газа	млн м <sup>3</sup>						
4	Использование растворенного газа	млн м <sup>3</sup>						
5	Процент использования растворенного газа	%						
6	Остаточные запасы газа газовой шапки	млн м <sup>3</sup>						
7	Добыча газа газовой шапки с начала разработки	млн м <sup>3</sup>						
8	в том числе газа газовой шапки через нефтяные скважины (попутный газ)	млн м <sup>3</sup>						
9	в том числе газа газовой шапки из газовых скважин	млн м <sup>3</sup>						
10	Добыча газа газовой шапки всего	млн м <sup>3</sup>						
11	в том числе газа газовой шапки через нефтяные скважины (попутный газ)	млн м <sup>3</sup>						
12	в том числе газа газовой шапки из газовых скважин	млн м <sup>3</sup>						
13	Расход газа на собственные нужды	млн м <sup>3</sup>						
14	в том числе на технологические нужды	млн м <sup>3</sup>						
15	Ввод новых добывающих скважин	шт.						
16	в том числе из эксплуатационного бурения	шт.						
17	в том числе из разведочного бурения	шт.						
18	Перевод скважин из других категорий	шт.						
19	Перевод скважин с других объектов	шт.						
20	Средняя глубина новой скважины	м						
21	Эксплуатационное бурение всего	тыс. м						
22	Фонд добывающих газовых скважин на конец года	шт.						
23	Действующий фонд добывающих газовых скважин на конец года	шт.						
24	Выбытие добывающих скважин	шт.						
25	Ввод нагнетательных скважин	шт.						
26	Выбытие нагнетательных скважин	шт.						
27	Фонд нагнетательных скважин на конец года	шт.						
28	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года	шт.						
29	Добыча газа из новых скважин	млн м <sup>3</sup>						
30	Средний дебит новой скважины по газу	тыс. м <sup>3</sup> /сут						
31	Среднее число дней работы новой скважины	дни						
32	Расчетная добыча газа из новых скважин предыдущего года в данном году	млн м <sup>3</sup>						

33	Ожидаемая расчетная добыча газа из переходящих скважин данного года	млн м <sup>3</sup>						
34	Добыча газа из переходящих скважин	млн м <sup>3</sup>						
35	Изменение добычи газа из переходящих скважин	млн м <sup>3</sup>						
36	Кэффициент изменения добычи газа из переходящих скважин	доли ед.						
37	Среднедействующий фонд переходящих скважин	шт.						
38	Средний дебит переходящих скважин по газу	тыс. м <sup>3</sup> /сут						
39	Средняя приемистость нагнетательных скважин по газу	тыс. м <sup>3</sup> /сут						
40	Среднее число дней работы переходящей скважины	дни						
41	Закачка газа	млн м <sup>3</sup>						
42	Закачка газа с начала разработки	млн м <sup>3</sup>						
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 <sup>3</sup>						
50	Добыча конденсата	тыс. т						
51	Добыча конденсата с начала разработки	тыс. т						
52	Технологические потери конденсата	%						
53	Кэффициент извлечения конденсата	доли ед.						

\*Для участка ОПР отдельно представляется аналогичная таблица.



**Таблица 49 (газ СВ)**  
**ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ**

Месторождение \_\_\_\_\_

Лицензионный участок \_\_\_\_\_

ЭО \_\_\_\_\_

Категория запасов \_\_\_\_\_

Вариант \_\_\_\_\_

NN пп	Показатели	Ед. измер.	Годы				
			20__	20__	20__	20__	20__
1	Остаточные запасы свободного газа	млн м <sup>3</sup>					
2	Добыча свободного газа с начала разработки	млн м <sup>3</sup>					
3	Добыча свободного газа всего	млн м <sup>3</sup>					
4	Расход газа на собственные нужды	млн м <sup>3</sup>					
5	в том числе на технологические нужды	млн м <sup>3</sup>					
6	Ввод новых добывающих скважин	шт.					
7	в том числе из эксплуатационного бурения	шт.					
8	в том числе из разведочного бурения	шт.					
9	Перевод скважин из других категорий	шт.					
10	Перевод скважин с других объектов	шт.					
11	Средняя глубина новой скважины	м					
12	Эксплуатационное бурение всего	тыс. м					
13	Фонд добывающих газовых скважин на конец года	шт.					
14	Действующий фонд добывающих газовых скважин на конец года	шт.					
15	Выбытие добывающих скважин	шт.					
16	Ввод нагнетательных скважин	шт.					
17	Выбытие нагнетательных скважин	шт.					
18	Фонд нагнетательных скважин на конец года	шт.					
19	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года	шт.					
20	Добыча газа из новых скважин	млн м <sup>3</sup>					
21	Средний дебит новой скважины по газу	тыс. м <sup>3</sup> /сут					
22	Среднее число дней работы новой скважины	дни					
23	Расчетная добыча газа из новых скважин предыдущего года в данном году	млн м <sup>3</sup>					
24	Ожидаемая расчетная добыча газа из переходящих скважин данного года	млн м <sup>3</sup>					
25	Добыча газа из переходящих скважин	млн м <sup>3</sup>					
26	Изменение добычи газа из переходящих скважин	млн м <sup>3</sup>					
27	Коэффициент изменения добычи газа из переходящих скважин	доли ед.					
28	Среднедействующий фонд переходящих скважин	шт.					
29	Средний дебит переходящих скважин по газу	тыс. м <sup>3</sup> /сут					
30	Средняя приемистость нагнетательных скважин по газу	тыс. м <sup>3</sup> /сут					
31	Среднее число дней работы переходящей скважины	дни					
32	Закачка газа	млн м <sup>3</sup>					
33	Закачка газа с начала разработки	млн м <sup>3</sup>					
34	Компенсация отбора текущая	%					
35	Компенсация отбора с начала разработки	%					
36	Средневзвешенное пластовое давление на конец года	МПа					
37	Среднее устьевое (рабочее) давление на конец года	МПа					

38	Темп отбора газа от начальных утвержденных запасов	%					
39	Темп отбора газа от текущих утвержденных запасов	%					
40	Содержание стабильного конденсата	г/м <sup>3</sup>					
41	Добыча конденсата	тыс. т					
42	Добыча конденсата с начала разработки	тыс. т					
43	Технологические потери конденсата	%					
44	Коэффициент извлечения конденсата	доли ед.					

\*Для участка ОПР отдельно представляется аналогичная таблица.

**Таблица 50 (газ СВ+ГШ)**

**ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ**

Месторождение \_\_\_\_\_

Лицензионный участок \_\_\_\_\_

ЭО \_\_\_\_\_

Категория запасов \_\_\_\_\_

Вариант \_\_\_\_\_

NN пп	Показатели	Ед. измер.	Годы					
			20__	20__	20__	20__	20__	20__
1	Остаточные извлекаемые запасы растворенного газа	млн м <sup>3</sup>						
2	Добыча растворенного газа с начала разработки	млн м <sup>3</sup>						
3	Добыча растворенного газа	млн м <sup>3</sup>						
4	Использование растворенного газа	млн м <sup>3</sup>						
5	Процент использования растворенного газа	%						
6	Остаточные запасы газа газовой шапки и свободного	млн м <sup>3</sup>						
7	Добыча газа газовой шапки и свободного с начала разработки	млн м <sup>3</sup>						
8	в том числе через нефтяные скважины (попутный газ)	млн м <sup>3</sup>						
9	в том числе из газовых скважин	млн м <sup>3</sup>						
10	Добыча газа газовой шапки и свободного всего	млн м <sup>3</sup>						
11	в том числе через нефтяные скважины (попутный газ)	млн м <sup>3</sup>						
12	в том числе из газовых скважин	млн м <sup>3</sup>						
13	Расход газа на собственные нужды	млн м <sup>3</sup>						
14	в том числе на технологические нужды	млн м <sup>3</sup>						
15	Ввод новых добывающих скважин	шт.						
16	в том числе из эксплуатационного бурения	шт.						
17	в том числе из разведочного бурения	шт.						
18	Перевод скважин из других категорий	шт.						
19	Перевод скважин с других объектов	шт.						
20	Средняя глубина новой скважины	м						
21	Эксплуатационное бурение всего	тыс. м						
22	Фонд добывающих газовых скважин на конец года	шт.						
23	Действующий фонд добывающих газовых скважин на конец го- да	шт.						
24	Выбытие добывающих скважин	шт.						
25	Ввод нагнетательных скважин	шт.						
26	Выбытие нагнетательных скважин	шт.						
27	Фонд нагнетательных скважин на конец года	шт.						
28	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года	шт.						
29	Добыча газа из новых скважин	млн м <sup>3</sup>						
30	Средний дебит новой скважины по газу	тыс. м <sup>3</sup> /сут						
31	Среднее число дней работы новой скважины	дни						
32	Расчетная добыча газа из новых скважин предыдущего года в данном году	млн м <sup>3</sup>						
33	Ожидаемая расчетная добыча газа из переходящих скважин данного года	млн м <sup>3</sup>						
34	Добыча газа из переходящих скважин	млн м <sup>3</sup>						
35	Изменение добычи газа из переходящих скважин	млн м <sup>3</sup>						

36	Коэффициент изменения добычи газа из переходящих скважин	доли ед.						
37	Среднейдействующий фонд переходящих скважин	шт.						
38	Средний дебит переходящих скважин по газу	тыс. м <sup>3</sup> /сут						
39	Средняя приемистость нагнетательных скважин по газу	тыс. м <sup>3</sup> /сут						
40	Среднее число дней работы переходящей скважины	дни						
41	Закачка газа	млн м <sup>3</sup>						
42	Закачка газа с начала разработки	млн м <sup>3</sup>						
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 <sup>3</sup>						
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 51**  
ПРОГНОЗ ДОБЫЧИ ВОДЫ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ НУЖД

Месторождение....., ЭО.....  
Недропользователь..... Лицензия.....

N п/п	Показатели	Годы						
		20__	20__	20__	...	...	...	N
1	Добыча воды, всего, тыс. м <sup>3</sup>							
2	Суточная добыча воды, всего, тыс. м <sup>3</sup>							
3	Ввод водозаборных скважин, скв.							
4	Фонд водозаборных скважин на конец года, скв.							

**Таблица 52 (нефть)**  
ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ГТМ, НОВЫХ МЕТОДОВ  
ПОВЫШЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА НЕФТЕОТДАЧИ (КИН)  
И ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ, ПРОГНОЗ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ

Применяемые МУН	Суммарная с начала разработки	Годы разработки										Итого за прогнозный период	Всего		
		факт	прогноз												
			20__	20__	20__	20__	20__	20__-20__	20__-20__	20__-20__	20__-20__			20__-20__	и т.д.
1	Гидроразрыв пласта*														
A	количество проведенных операций													0	0
Б	дополнительная добыча нефти, тыс. т													0	0
2	Зарезка боковых стволов														
a	количество пробуренных скважин													0	0
б	дополнительная добыча нефти, тыс. т													0	0
3	Физико-химические методы ОПЗ														
a	количество проведенных операций													0	0
б	дополнительная добыча нефти, тыс. т													0	0
в	дополнительная добыча нефти на одну тонну реагента, тыс. т													0	0
г	дополнительная добыча нефти на одну обработку, тыс. т														
4	Потокоотклоняющие технологии														
a	количество проведенных операций													0	0
б	дополнительная добыча нефти, тыс. т													0	0
в	дополнительная добыча нефти на одну тонну реагента, тыс. т														
г	дополнительная добыча нефти на одну обработку, тыс. т														
5	Нестационарное заводнение														
a	количество циклов													0	0
б	дополнительная добыча нефти, тыс. т													0	0
	Итого дополнительная добыча нефти, тыс. т (по пунктам 1-5)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Прочие методы, том числе:														
6.1	Оптимизация работы насосного оборудования														
a	количество проведенных операций													0	0
б	дополнительная добыча нефти, тыс. т													0	0
6.2	Водо-изоляционные работы и ремонтно-изоляционные работы														
a	количество проведенных операций													0	0
б	дополнительная добыча нефти, тыс. т													0	0
6.3	Перфорационные методы														





**Таблица 55**

**МАКРОЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ, РАСЧЕТ НЕТБЭКОВ (ЧИСТЫХ ЦЕН РЕАЛИЗАЦИИ), УДЕЛЬНЫЕ ТЕКУЩИЕ И КАПИТАЛЬНЫЕ ЗАТРАТЫ МАКРОЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ**

Цена нефти Юралс	Цена прочих маркерных сортов нефти*	Цена на газ на экспортном рынке	Цена на газ на внутреннем рынке	Обменный курс
долл/барр.	долл/барр.	долл/1000 м <sup>3</sup>	руб/1000 м <sup>3</sup>	руб/долл.
1	2	3	4	5

\*Приводится в случаях, если предусматривается реализация УВС на экспорт на различные рынки.

**РАСЧЕТ ЭКСПОРТНОГО НЕТБЭКА – НЕФТЬ**

Годы	Цена нефти Юралс или другого сорта				Транспорт от КУУН до порта				Транспорт от месторождения до КУУН				Таможенная пошлина на нефть сырую	Кэффициент перевода из тонн в баррели	Обменный курс	Экспортный нетбэк на нефть сырую
	Цена нефти Юралс или другого сорта	Скидка (-)/Премия (+) к цене на экспортном рынке	Перевалка в порту, экспедирование, декларация, таможенный сбор	Фрахт	трубопроводный	автотранспорт	ж/д	водный транспорт	автотранспорт	ж/д	водный транспорт					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
1																
2																
...																
n																

**РАСЧЕТ ЭКСПОРТНОГО НЕТБЭКА – ГАЗ**

Годы	Экспортная цена на газ	Вывозная таможенная пошлина на газ	Стоимость транспортировки газа за границей	Стоимость транспортировки газа на экспорт по территории России	Транспортный тариф при поставках на экспорт по территории России	Расстояние транспорта на экспорт по территории России	Нетбэк (экспортный) на трубопроводный природный газ
	долл. США/1000 м <sup>3</sup>	долл. США/1000 м <sup>3</sup>	долл. США/1000 м <sup>3</sup>	руб/1000 м <sup>3</sup>	руб /1000 м <sup>3</sup> /100 км	км	руб/1000 м <sup>3</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8
1							
2							
...							
n							

**РАСЧЕТ НЕТБЭКА ПРИ ПОСТАВКАХ ГАЗА НА ВНУТРЕННИЙ РЫНОК – ГАЗ**

Регион поставки	Цена на газ для региона поставки	Стоимость транспортировки газа до региона	Нетбэк на трубопроводный газ для региона поставки	Доля поставок в регион в общем объеме поставок на внутренний рынок Российской Федерации	Средневзвешенный нетбэк на трубопроводный газ для поставок на внутренний рынок Российской Федерации
	руб/1000 м <sup>3</sup>	руб/1000 м <sup>3</sup>	руб/1000 м <sup>3</sup>	%	руб/1000 м <sup>3</sup>
1	2	3	4	5	6
Регион 1					
...					
Регион n					

**РАСЧЕТ ЧИСТОЙ ЦЕНЫ НА ГАЗ ПРИ ПОСТАВКАХ СПГ**

Экспортная цена природного газа/СПГ на внешнем рынке*	Затраты на регазификацию	Фрахт, страховка, перевалка	Затраты на сжижение	Стоимость на транспортировку с УКПГ до завода СПГ	Экспортный нетбэк на СПГ
долл. США/т (долл/МБТЕ, долл/1000 м <sup>3</sup> )	долл. США/т	долл. США/т	долл. США/т	руб/1000 м <sup>3</sup>	руб/1000 м <sup>3</sup>
1	2	3	4	5	6

\*В случае предполагаемых поставок на разные экспортные рынки приводятся экспортные цены для соответствующих рынков.



**УДЕЛЬНЫЕ ТЕКУЩИЕ И КАПИТАЛЬНЫЕ ЗАТРАТЫ, НОРМЫ АМОРТИЗАЦИИ**

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Значение
1	2	3	4
1	Капитальные вложения:		
	Бурение (строительство) скважин		
	– добывающая газовая скважина	тыс. руб/м проходки	
	– добывающая газоконденсатная скважина	тыс. руб/м проходки	
	– добывающая нефтяная наклонно–направленная скважина	тыс. руб/м проходки	
	– добывающая нефтяная горизонтальная скважина	тыс. руб/м проходки	
	– нагнетательная наклонно–направленная скважина	тыс. руб/м проходки	
	– нагнетательная горизонтальная	тыс. руб/м проходки	
	– разведочная	тыс. руб/м проходки	
	– наблюдательная	тыс. руб/м проходки	
	– водозаборная	тыс. руб/м проходки	
	– прочие виды скважин (указать тип)	тыс. руб/м проходки	
	Затраты при бурении скважин		
	– мобилизация БУ	тыс. руб/скв.	
	– первичный монтаж БУ	тыс. руб/скв.	
– перевоз с куста на куст	тыс. руб/скв.		
– демонтаж, демобилизация	тыс. руб/скв.		
– бурение БС	тыс. руб/м проходки		
– бурение БГС	тыс. руб/м проходки		
– углубление скважины	тыс. руб/м проходки тыс. руб/скв.		
– крепление ствола скважины обсадными колоннами	или тыс. руб/ствол		
– стоимость ГРП при вводе скважины в эксплуатацию из бурения	тыс. руб/скв. – опер.		
– стоимость ОПЗ при вводе скважины в эксплуатацию из бурения	тыс. руб/скв. – опер.		
– стоимость ТРС/КРС при вводе скважины в эксплуатацию из бурения	тыс. руб/скв. – опер.		
– стоимость сейсмоки и ГИС при вводе скважины в эксплуатацию из бурения	тыс. руб/скв.		
Оборудование, не входящее в сметы строок (для нефтедобычи)	тыс. руб /скв.		
– оборудование для нефтедобывающей скважины (указать тип насоса)			
– оборудование для нагнетательной скважины	тыс. руб/скв.		
– оборудование для БС (БГС)	тыс. руб/скв.		
– замена оборудования	тыс. руб/ДФС		
Обустройство скважины			
– обустройство приустьевой площадки и обвалование территории устьев скважин	тыс. руб/скв.		
– фундамент под станок–качалку	тыс. руб/скв.		
Промысловое обустройство			
– кустовые площадки			

– подготовительные работы		тыс. руб/скв.
– отсыпка кустовых оснований		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)		тыс. руб/скв.
– подготовка газа и конденсата к транспорту (установка НТС, УППГ, УКПГ и пр.)		млн руб/1000 м³
– подготовка конденсата к транспорту (УСК, УДК и пр.)		млн руб/т конденсата
– компрессорные станции (КС)		млн руб/1000 м³
– газлифтная система		млн руб/1000 м³
– 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.
– объекты экологии и промышленной безопасности (природоохранные объекты)		тыс. руб/скв.
– связь, комплексная автоматизация и корпоративные вычислительные сети		тыс. руб/скв.
– объекты материально–технического и ремонтного обеспечения		тыс. руб/скв.
– прочие объекты инфраструктуры (БПО, ВЖК, ДП, ПВО, водозабор и пр.)		тыс. руб/скв.
Расходы на освоение природных ресурсов		
– 2Д сейсмика		тыс. руб/пог. км
– 3Д сейсмика		тыс. руб/км²
Затраты пользователя недр	(1)	млн руб/год
Поддержание объектов основных средств		тыс. руб/ДФС
Затраты на МУН/МУГ/МУК	(1)	тыс. руб/опер.
Внешняя инфраструктура (трубопроводы подключения и прочие объекты)		
– газопровод (протяженность, диаметр, мощность)		млн руб/км
– конденсатопровод (протяженность, диаметр, мощность)		млн руб/км
– нефтепровод (протяженность, диаметр, мощность)		млн руб/км
– дорога (протяженность)		млн руб/км
– ДНС (мощность)		млн руб/МВт
– КС (мощность)		млн руб /МВт
Текущие затраты:		
– добыча углеводородов:		
газовый промысел:		
материальные затраты		руб/1000 м³
электроэнергия		руб/1000 м³
газоконденсатный промысел:		
материальные затраты		руб/1000 м³
электроэнергия		руб/1000 м³
нефтяной промысел:		руб/т жидкости
расходы на энергию по извлечению		руб/т жидкости
жидкости, переменные		
постоянные		тыс. руб/ДФС
– расходы по искусственному воздействию на пласт, переменные		руб/м³ заказки рабочего агента

2	постоянные		тыс. руб/НФС	
	– сбор и внутривнепроектный транспорт нефти и газа:			
	газовый промысел		руб/1000 м³	
	газоконденсатный промысел, газ		руб/1000 м³	
	конденсат		руб/т конденсата	
	нефтяной промысел		руб/т жидкости	
	– технологическая подготовка углеводородов:			
	газовый промысел		руб/1000 м³	
	газоконденсатный промысел, газ		руб/1000 м³	
	конденсат		руб/т конденсата	
	нефтяной промысел		руб/т нефти	
	– общезаявленные и общепроизводственные затраты:			
	общепроизводственные затраты		руб/ДФС	
	затраты на АУП		руб/ДФС	
прочие		руб/ДФС		
– затраты на содержание и эксплуатацию скважин и оборудования:				
обслуживание скважин (по типам)		руб/ДФС		
– затраты на содержание инфраструктуры внешнего транспорта:				
газопровод:		переменные	руб/1000 м³	
		постоянные	млн руб/год	
конденсатопровод:		переменные	руб/т конденсата	
		постоянные	млн руб/год	
нефтепровод:		переменные	руб/т нефти	
		постоянные	млн руб/год	
прочее оборудование:		переменные	(1)	
		постоянные	млн руб/год	
– затраты на применение МУН/МУГ/МУК		(1)	тыс. руб/опер.	
– удельная численность ППП			чел/ДФС	
– среднемесячная заработная плата 1 работающего (ППП)			тыс. руб/чел.	
3	Стоимость операций:			
	– стоимость ГРП (указать тип)		тыс. руб/скв. – опер.	
	– стоимость ОПЗ		тыс. руб/скв. – опер.	
	– стоимость РИР		тыс. руб/скв. – опер.	
	– потокоотклоняющие технологии		тыс. руб/скв.	
	– перфорация		тыс. руб/скв. – опер.	
	– гидродинамические методы		тыс. руб/скв. – опер.	
	– затраты на вывод скважин из консервации		тыс. руб/скв.	
	– перевод добывающей скважины в нагнетательный фонд		тыс. руб/скв.	
	– перевод скважин на другой горизонт		тыс. руб/скв.	
	– стоимость прочих ГТМ		(2)	тыс. руб/скв. – опер.
	– ликвидация скважины (внебюджетные расходы)			тыс. руб/скв.
	Дополнительные данные:			
	Плата (штраф) за сжигание ПНГ < 5%		руб/1000 м³	
Плата (штраф) за сжигание ПНГ > 5%		руб/1000 м³		
Остаточная стоимость основных фондов на начало расчетного периода (3)		млн руб		
Норма амортизационных отчислений:		(4)		
– скважины		%		
– объекты обустройства		%		
– объекты внешнего транспорта		%		
– оборудование, не входящее в смету строк		%		

Примечание.

- (1) С описанием состава.
- (2) Отдельно по каждому ГТМ, представленному в ПТД.
- (3) Остаточная стоимость ОФ разносится по ЭО пропорционально ДФС на первый проектный год.
- (4) Нормы амортизационных отчислений принимаются согласно Налоговому кодексу Российской Федерации.

\*ДФС – действующий среднегодовой фонд скважин (добывающие + нагнетательные).

**Таблица 56**  
**ХАРАКТЕРИСТИКА РАСЧЕТНЫХ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ**  
**ПОКАЗАТЕЛЕЙ ВАРИАНТА РАЗРАБОТКИ ЭО**

№ п/п	Параметр	Ед. изм.	Объекты				Месторождение в целом
			Варианты				
			базовый	1	...	n	
1	Система разработки						
	Вид воздействия						
	Плотность сетки скважин (приведенная)	га/скв.					
	Максимальные уровни добычи: нефти	тыс. т					
	жидкости	тыс. т					
	газа газовых шапок	млн м <sup>3</sup>					
	свободного газа	млн м <sup>3</sup>					
	Максимальные уровни закачки: воды	тыс. м <sup>3</sup>					
	газа	млн м <sup>3</sup>					
	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					
	Кэффициент извлечения нефти (КИН)	доли ед.					
	Кэффициент извлечения нефти за рентабельный период (КИНр)	доли ед.					
	Накопленная закачка с начала разработки	тыс. м <sup>3</sup>					
	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	%						
Накопленная добыча свободного газа за проектный период	млн м <sup>3</sup>						
Накопленная добыча свободного газа за рентабельный период	млн м <sup>3</sup>						
Накопленная добыча свободного газа с начала разработки	млн м <sup>3</sup>						
Кэффициент извлечения газа (КИГ)	доли ед.						
Кэффициент 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						

2	Кэффициент извлечения конденсата (КИК)	доли ед.				
	Кэффициент 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.					
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.					
Показатели экономической эффективности вариантов разработки						
Внутренняя норма рентабельности (ВНР)	%					
Срок окупаемости	лет					
Индекс доходности капитальных затрат	доли ед.					
за проектный период						
за рентабельный период	доли ед.					
Индекс доходности затрат	доли ед.					
за проектный период						
за рентабельный период	доли ед.					
Рентабельно извлекаемые запасы (по видам) категории А + В1 + В2	тыс. т/млн м <sup>3</sup>					
Чистый дисконтированный доход (ЧДД 15%)						
за проектный период	млн руб.					
за рентабельный период	млн руб.					

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.				
3 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.				
Чистый доход пользователя недр	млн руб.				
Доход государства	млн руб.				
Дисконтированный доход Государства (ДДГ 15%)	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 57**  
**КАПИТАЛЬНЫЕ ЗАТРАТЫ В РАЗРАБОТКУ НЕФТЯНЫХ ЭО**

Месторождение \_\_\_\_\_, ЭО \_\_\_\_\_, вариант \_\_\_\_\_  
млн руб.

Годы	ГРП	Бурение*	Затраты при бурении	Оборудование НВСС	Промысловое обустройство									
					Строительство и обустройство кустов скважин	Сбор и транспорт УВС	Технологическая подготовка	Система ППД/закачки газа	Электроснабжение	Автомобили	Связь и автоматизация	Объекты МТО	Природоохранные объекты	Итого промобустройство
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1														
...														
n														
Итого														

млн руб.

Годы	Внешняя инфраструктура			Строительство прочих объектов	Поддержание объектов ОС	Освоение природных ресурсов	Затраты пользователя недр	ИТОГО капитальные затраты
	Нефтепровод	ДНС	Автомобили					
1	16	17	18	19	20	21	22	23
1								
...								
n								
Итого								

\* По видам скважин (добывающие ННП, добывающие горизонтальные, нагнетательные, наблюдательные, водозаборные и пр.). Если затраты на бурение БС (БГС) учитываются пользователем недр как текущие, то они приводятся в таблице(ах) 61.1 и/или 61.2.

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

**Таблица 58**  
КАПИТАЛЬНЫЕ ЗАТРАТЫ В РАЗРАБОТКУ ГАЗОВЫХ,  
ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЭО И ЭО С ГАЗОВОЙ ШАПКОЙ

Месторождение \_\_\_\_\_, ЭО \_\_\_\_\_, вариант  
млн руб.

Годы	ГРП	Бурение*	Затраты при бурении	Оборудование НВСС	Промысловое обустройство							
					Строительство и обустройство кустов скважин	УКПГ (УЛПГ)	УДК (УСК)	Сбор и транспорт УВС (газосборные сети, шлейфы и пр.)	Система ППД/закачки газа	ДКС	Метанолопровод	Электроснабжение
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1												
...												
п												
Итого												

млн руб.

Годы	Промысловое обустройство							Внешняя инфраструктура			Строительство прочих объектов	Поддержание объектов ОС	Освоение природных ресурсов	Затраты пользователя недр	ИТОГО капитальные затраты
	Внутрипромысловые автодороги	Связь и автоматизация	Объекты МТО	Природоохранные объекты	Прочее	Итого промобустройство	Газопровод	КС	Автодороги						
1	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	
1															
...															
п															
Итого															

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

\*По видам скважин (добывающие ННП, добывающие горизонтальные, нагнетательные, наблюдательные, водозаборные и пр.). Если затраты на бурение БС (БГС) учитываются пользователем недр как текущие, то они приводятся в таблице(ах) 61.1 или 61.2.

**Таблица 59**  
РАСЧЕТ НДПИ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ

Месторождение \_\_\_\_\_, ЭО \_\_\_\_\_, вариант

Годы	Тыс. т	Добыча нефти	Расчет показателя, характеризующего особенности добычи, Дм								Расчет Кз		Расчет Кв (Кдв)			Расчет Кц			Ставка НДПИ	ИТОГО, сумма налога
			Базовая ставка	Кндпи	Кц	Кв (Кдв)	Кз	Кд	Кдв	Ккан	Дм	Vз	Кз	N	V	Кв	Цена Юралс	Обменный курс		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
1																				
2																				
...																				
п																				
Итого																				

**Таблица 60**  
РАСЧЕТ НДПИ ПРИ ДОБЫЧЕ ГАЗА И/ИЛИ КОНДЕНСАТА

Месторождение \_\_\_\_\_, ЭО \_\_\_\_\_, вариант \_\_\_\_\_

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

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

**Таблица 61.1**  
ТЕКУЩИЕ ЗАТРАТЫ (ПО СТАТЬЯМ КАЛЬКУЛЯЦИИ)

Месторождение \_\_\_\_\_, ЭО \_\_\_\_\_, вариант \_\_\_\_\_  
млн руб. (кроме п. 14)

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								
			нефть	ПНГ	газ	конденсат	нефть	ПНГ	газ	конденсат	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 : п																							
Итого																							

\* Отдельно по каждому виду ГТМ на прирост добычи.

\*\* Отдельно по каждому виду МУН/МУГ/МУК.

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



**Таблица 61.2**  
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
	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
1													
...													
п													
Итого													

**Таблица 62**  
ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ЗАТРАТЫ

Месторождение \_\_\_\_\_, ЭО \_\_\_\_\_, вариант  
млн руб.

Годы	Текущие затраты	Затраты на транспорт УВС	Налоги, пошлины и прочие платежи					Прочие	Итого 4 + 5 + 6 + 7 + 8	Амортизационные отчисления (ранее введенные ОФ)*	Амортизационные отчисления (новые ОФ)**	ИТОГО эксплуатационные затраты
			НДПИ			Налог на имущество	Итого					
1	2	3	нефть	газ	конденсат			7	8	9	10	11
1												
2												
...												
п												
Итого												

\* Для основных фондов, введенных до начала первого проектного года.

\*\* Для основных фондов, вводимых с первого проектного года.

**Таблица 63**

**РАСЧЕТ ВЫРУЧКИ ОТ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОДУКЦИИ**

Месторождение \_\_\_\_\_, ЭО \_\_\_\_\_, вариант \_\_\_\_\_

Годы	Добыча УВС				Товарный объем УВС						Выручка от реализации УВС														
	Нефть	ПНГ	Свободный газ	Конденсат	внутренний рынок				внешний рынок		внутренний рынок				внешний рынок		Всего								
					Нефть	ПНГ	Свободный газ	Конденсат	Нефть	Газ	Конденсат	Нефть	ПНГ	Свободный газ	Конденсат	Нефть		Газ	Конденсат						
тыс. т	млн м <sup>3</sup>	млн м <sup>3</sup>	тыс. т	тыс. т	млн м <sup>3</sup>	млн м <sup>3</sup>	тыс. т	тыс. т	млн м <sup>3</sup>	тыс. т	млн м <sup>3</sup>	тыс. т	тыс. т	млн м <sup>3</sup>	тыс. т	млн м <sup>3</sup>	тыс. т	млн руб.	тыс. т	млн м <sup>3</sup>	тыс. т	млн м <sup>3</sup>	тыс. т	млн руб.	
1																									
2																									
...																									
Итого																									

*Примечание.* Расчет выручки выполняется на основе расчетных чистых цен реализации (нетбэков), приведенных в таблице 55.

При реализации других видов продукции (в т.ч. продуктов переработки УВС), предусмотренных ПТД, таблица корректируется соответствующим образом.

**Таблица 64**

**РАСЧЕТ ПРИБЫЛИ ОТ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОДУКЦИИ И ЧДД ПОЛЬЗОВАТЕЛЯ НЕДР**

Месторождение \_\_\_\_\_, ЭО \_\_\_\_\_, вариант \_\_\_\_\_  
млн руб.

Годы	Выручка от реализации продукции	Эксплуатационные затраты	Внерезидентские расходы*	Прочие налоги, пошлины	Прибыль к налогообложению	Налог на прибыль	Прочие налоги с прибыли	Чистая прибыль		Капитальные затраты	Амортизация**	Чистый доход		ЧДД (ставка дисконтирования 15%)	
								годовая	накопленная			годовой	накопленный	годовой	накопленный
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1															
2															
...															
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 62 (сумма столбцов 10 + 11).

**Таблица 65**  
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 15%)	
	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		плюс	плюс	плюс	плюс	плюс	плюс	плюс	плюс	плюс				
...														
n														
Итого														

\* При расчете вывозной таможенной пошлины на нефть сырую для целей оценки дохода государства используется доля экспорта нефти в размере 50%.

\*\* При расчете вывозной таможенной пошлины на газ и газовый конденсат для целей оценки дохода государства используется фактическая среднегодовая доля экспорта газа и конденсата пользователя недр за календарный год, предшествующий дате составления ПТД.

**Таблица 66**  
АНАЛИЗ ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ ЧДД ПОЛЬЗОВАТЕЛЯ  
НЕДР И РЕНТАБЕЛЬНО ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ УВС

Чистый дисконтированный доход пользователя недр (для рекомендуемого варианта разработки месторождения, категории запасов категорий A + B<sub>1</sub> + B<sub>2</sub>) млн руб.

Показатели	Отклонение показателей (±)		
	- 20%	0%	+ 20%
Экспортная цена нефти			
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 категорий A + B<sub>1</sub> + B<sub>2</sub>) млн руб.

Показатели	Отклонение показателей (±)		
	- 20%	0%	+ 20%
Экспортная цена нефти			
Экспортная цена газа			
Цена газа на внутреннем рынке			
Цена СПГ на экспортном рынке			
Капитальные затраты			
Текущие затраты			

Рентабельно извлекаемые запасы категорий A + B<sub>1</sub> + B<sub>2</sub> (по каждому виду УВС отдельно) тыс. т (млн м<sup>3</sup>)

Показатели	Отклонение показателей (+/-)		
	- 20%	0%	+ 20%
Экспортная цена нефти			
Экспортная цена газа			
Цена газа на внутреннем рынке			
Цена СПГ на экспортном рынке			
Капитальные затраты			
Текущие затраты			

**Таблица 67**  
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 68**  
СОПОСТАВЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ГАЗА ГАЗОВОЙ  
ШАПКИ И КОНДЕНСАТА ПО ВАРИАНТАМ РАЗРАБОТКИ

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

\* Средневзвешенное пластовое давление на конец проектного периода.

**Таблица 69**  
СОПОСТАВЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ СВОБОДНОГО  
ГАЗА И КОНДЕНСАТА ПО ВАРИАНТАМ РАЗРАБОТКИ

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

\* Средневзвешенное пластовое давление на конец проектного периода.

**Таблица 70**  
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 м <sup>3</sup>	ценных компонентов (указать каких)		нефти, тыс. т	растворенного газа, млн м <sup>3</sup>	ценных компонентов (указать каких)
1	2	3	4	5	6	8	9	10

**Таблица 71**

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 <sup>3</sup>	конденсата, тыс. т	ценных компонентов (указать каких)			газа, млн м <sup>3</sup>	конденсата, тыс. т	ценных компонентов (указать каких)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

**Таблица 72**

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 <sup>3</sup>	конденсата, тыс. т	ценных компонентов (указать каких)			газа, млн м <sup>3</sup>	конденсата, тыс. т	ценных компонентов (указать каких)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

**Таблица 73**

**ОБОСНОВАНИЕ И СОПОСТАВЛЕНИЕ РЕКОМЕНДУЕМОГО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО КИН С ЧИСЛЯЩИМИСЯ НА ГОСУДАРСТВЕННОМ БАЛАНСЕ ЗАПАСОВ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

Наименование документа, в котором произведен расчет КИН	Организация, производившая расчет КИН, дата	Номер протокола ГКЗ Российской Федерации, дата	Подсчетный объект	Числящиеся на госбалансе			Рекомендуемые			Изменение КИН, ± %	Комментарии (причины изменения)
				Коэффициент вытеснения, доли ед.	Коэффициент охвата, доли ед.	КИН, доли ед.	Коэффициент вытеснения, доли ед.	Коэффициент охвата, доли ед.	КИН, доли ед.		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

*Примечание.* В графах 7, 10, 11 приводятся итоги по пластам и месторождению в целом.

**Таблица 74**

**СОПОСТАВЛЕНИЕ РЕКОМЕНДУЕМЫХ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ И КИН С ЧИСЛЯЩИМИСЯ НА ГОСУДАРСТВЕННОМ БАЛАНСЕ ЗАПАСОВ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ (РЕНТАБЕЛЬНО И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИ ОБОСНОВАННЫХ)**

Наименование документа, в котором произведен расчет КИН	Организация, производившая расчет КИН, дата	Номер протокола ГКЗ Российской Федерации, дата	Подсчетный объект	Числящиеся на госбалансе			Рекомендуемые			Изменение	Комментарии (причины изменения)					
				Извлекаемые запасы, тыс. т	Рентабельно извлекаемые запасы, тыс. т	КИН <sub>р</sub> , доли ед.	КИН, доли ед.	Извлекаемые запасы, тыс. т	Рентабельно извлекаемые запасы, тыс. т			КИН <sub>р</sub> , доли ед.	КИН, доли ед.			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17

*Примечание.* Приводятся итоги по пластам и месторождению в целом.



**Таблица 75**

СОПОСТАВЛЕНИЕ РЕКОМЕНДУЕМЫХ КИГ, КИК С ЧИСЛЯЩИМИСЯ НА ГОСУДАРСТВЕННОМ БАЛАНСЕ ЗАПАСОВ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ (ДЛЯ ГАЗОНЕФТЯНЫХ, НЕФТЕГАЗОВЫХ, НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ)

1	2	3	4	Числящиеся на госбалансе				Рекомендуемые				Изменение				17
				5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
Наименование документа, в котором произведен расчет КИГ/КИК	Организация, производившая расчет КИГ/КИК, дата	Номер протокола ГКЗ Российской Федерации, дата	Подсчетный объект	КИГ <sub>р</sub> , д.ед.	КИК <sub>р</sub> , д.ед.	КИГ, доли ед.	КИК, доли ед.	КИГ <sub>р</sub> , д.ед.	КИК <sub>р</sub> , д.ед.	КИГ, доли ед.	КИК, доли ед.	КИГ, ± %	КИГ <sub>р</sub> , ± %	КИК, ± %	КИК <sub>р</sub> , ± %	Комментарии (причины изменения)

Примечание. Приводятся итоги по пластам и месторождению в целом.

**Таблица 76**

СОПОСТАВЛЕНИЕ РЕКОМЕНДУЕМЫХ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ ГАЗА ГАЗОВОЙ ШАПКИ И КОНДЕНСАТА (РЕНТАБЕЛЬНО И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИ ОБОСНОВАННЫХ) С ЧИСЛЯЩИМИСЯ НА ГОСУДАРСТВЕННОМ БАЛАНСЕ ЗАПАСОВ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

1	2	3	4	Числящиеся на госбалансе				Рекомендуемые				Изменение				17
				5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
Наименование документа, в котором произведен расчет КИГ/КИК	Организация, производившая расчет КИГ/КИК, дата	Номер протокола ГКЗ Российской Федерации, дата	Подсчетный объект	Извлекаемые запасы газа, млн м <sup>3</sup>	Извлекаемые запасы конденсата, тыс. т	Рентабельно извлекаемые запасы газа, млн м <sup>3</sup>	Рентабельно извлекаемые запасы конденсата, тыс. т	Извлекаемые запасы газа, млн м <sup>3</sup>	Извлекаемые запасы конденсата, тыс. т	Рентабельно извлекаемые запасы газа, млн м <sup>3</sup>	Рентабельно извлекаемые запасы конденсата, тыс. т	извлекаемых запасов газа, ± млн м <sup>3</sup>	извлекаемых запасов конденсата, ± тыс. т ± %	Рентабельно извлекаемых запасов газа, ± млн м <sup>3</sup> ± %	Рентабельно извлекаемых запасов конденсата, ± тыс. т ± %	Комментарии (причины изменения)

Примечание. Приводятся итоги по пластам и месторождению в целом.

**Таблица 77**

СОПОСТАВЛЕНИЕ РЕКОМЕНДУЕМЫХ КИГ, КИК С ЧИСЛЯЩИМИСЯ НА ГОСУДАРСТВЕННОМ БАЛАНСЕ ЗАПАСОВ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ (СВОБОДНЫЙ ГАЗ)

Наименование документа, в котором произведен расчет КИГ/КИК	Организация, производившая расчет КИГ/КИК, дата	Номер протокола ГКЗ Российской Федерации, дата	Подсчетный объект	Числящиеся на госбалансе				Рекомендуемые				Изменение				Комментарии (причины изменения)
				КИГ <sub>р</sub> , дед.	КИК <sub>р</sub> , дед.	КИГ, доли ед.	КИК, доли ед.	КИГ <sub>р</sub> , дед.	КИК <sub>р</sub> , дед.	КИГ, доли ед.	КИК, доли ед.	КИГ, ± %	КИГ <sub>р</sub> , ± %	КИК, ± %	КИК <sub>р</sub> , ± %	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17

Примечание. Приводятся итоги по пластам и месторождению в целом.

**Таблица 78**

СОПОСТАВЛЕНИЕ РЕКОМЕНДУЕМЫХ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ СВОБОДНОГО ГАЗА И КОНДЕНСАТА (РЕНТАБЕЛЬНО И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИ ОБОСНОВАННЫХ) С ЧИСЛЯЩИМИСЯ НА ГОСУДАРСТВЕННОМ БАЛАНСЕ ЗАПАСОВ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Наименование документа, в котором произведен расчет КИГ/КИК	Организация, производившая расчет КИГ/КИК, дата	Номер протокола ГКЗ Российской Федерации, дата	Подсчетный объект	Числящиеся на госбалансе				Рекомендуемые				Изменение				Комментарии (причины изменения)
				Извлекаемые запасы газа, млн м <sup>3</sup>	Извлекаемые запасы конденсата, тыс. т	Рентабельно извлекаемые запасы газа, млн м <sup>3</sup>	Рентабельно извлекаемые запасы конденсата, тыс. т	Извлекаемые запасы газа, млн м <sup>3</sup>	Извлекаемые запасы конденсата, тыс. т	Рентабельно извлекаемые запасы газа, млн м <sup>3</sup>	Рентабельно извлекаемые запасы конденсата, тыс. т	извлекаемых запасов газа, ± млн м <sup>3</sup> ± %	извлекаемых запасов конденсата, ± тыс. т ± %	Рентабельно извлекаемых запасов газа, ± млн м <sup>3</sup> ± %	Рентабельно извлекаемых запасов конденсата, ± тыс. т ± %	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17

Примечание. Приводятся итоги по пластам и месторождению в целом.

**Таблица 79**

ПРОГРАММА МЕРОПРИЯТИЙ ПО КОНТРОЛЮ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ... МЕСТОРОЖДЕНИЯ

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

**Таблица 80 (нефть)**  
**ПРОГРАММА ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ РАБОТ И ДОРАЗВЕДКИ \_\_\_\_\_**  
**МЕСТОРОЖДЕНИЯ (НЕФТЬ)**

N п/п	Цель проводимых работ/Виды работ	Единицы измерения	Планируемые объемы работ по годам					Планируемый объем (5 лет)	Исполнители	Примечание
			Периодичность							
			Проект 20 г.	Проект 20 г.	Проект 20 г.	Проект 20 г.	Проект 20 г.			
1	Изучение фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов по керну									
1.1.	Определение остаточной нефтенасыщенности на различных режимах вытеснения нефти рабочим агентом	опытов								
1.2.	Определение коэффициента вытеснения разными рабочими агентами	опытов								
1.3.	Определение фазовых проницаемостей коллекторов по нефти, газу и воде	опытов								
1.4.	Капиллярметрические исследования для построения петрофизических зависимостей	определений								
1.5.	Определение прочностных характеристик пород, модуль Юнга, коэффициент Пуассона	определений								
2	Определение физико-химических свойств и состава пластовых флюидов									
2.1.	Лабораторные определения по глубинным пробам – состава газонасыщенной пластовой нефти в условиях пласта, при однократном и дифференциальном разгазировании	проб								
2.2.	Лабораторные определения по поверхностным пробам состава разгазированной нефти	проб								
2.3.	Лабораторные определения физико-химических свойств растворенного газа	проб								
2.4.	Определение минерализации пластовой воды в добывающих скважинах	проб								
2.5.	Определение физико-химических свойств закачиваемой воды (КВЧ)	проб								
3	Определение гидродинамических параметров пласта (продуктивность, проницаемость, гидропроводность, пьезопроводность) охват									
3.1.	Метод восстановления давления (КВД)	%								
3.2.	Метод восстановления уровня (КВУ)	%								
3.3.	Метод установившихся отборов (закачек)	%								
4	Контроль энергетического состояния залежей (прямые замеры и методом пересчета) охват									
4.1.	Глубинные замеры пластовых давлений в нефтяных скважинах	%								
4.2.	Глубинные замеры пластовых давлений в нагнетательных скважинах	%								

4.3.	Глубинные замеры пластовых давлений в пьезометрических скважинах	%							
4.4.	Определение пластового давления (статический уровень) в добывающих скважинах	%							
4.5.	Определение пластового давления (статический уровень) в нагнетательных скважинах	%							
4.6.	Определение пластового давления (статический уровень) в пьезометрических скважинах	%							
4.7.	Определение динамических уровней	%							
5	Определение технологических параметров работы скважин (охват)								
5.1.	Определение дебита жидкости по скважинам	%							
5.2.	Определение обводненности продукции по скважинам	%							
5.3.	Промысловые определения газового фактора	%							
5.4.	Определение приемистости по нагнетательным скважинам	%							
6	Определение работы продуктивного пласта (охват)								
6.1.	Определение профиля притока и источника обводнения	%							
6.2.	Определение профиля приемистости	%							
6.3.	Определение технического состояния скважин	%							
7	Количественная оценка текущей нефтенасыщенности пласта, определение положения ВНК								
7.1.	Определение нефтенасыщенной толщины, коэффициента нефтенасыщенности в наблюдательных и действующих скважинах	исследований							Указать метод
8	Контроль за изменением газонасыщенности и определения положения ГНК								
8.1.	Определение текущей газонасыщенной толщины	исследований							Указать метод
9	Определение гидродинамической связи по пласту								
9.1.	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							

Графы «Периодичность» и «Примечание» заполняются согласно РД 153-39.0-109-01 «Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений» периодичность и количество определений, замеров.

**Таблица 81 (газ)**  
**ПРОГРАММА ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ РАБОТ И ДОРАЗВЕДКИ**  
**МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ГАЗ)**

N п/п	Цель проводимых работ/Виды работ	Единицы измерения	Планируемые объемы работ по годам					Планируемый объем (5 лет)	Исполнители	Примечание
			Периодичность	Проект 20 г.	Проект 20 г.	Проект 20 г.	Проект 20 г.			
1	Изучение и уточнение фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов по керну									
1.1.	Определение фазовых проницаемостей коллекторов по газу, воде и конденсату	определений								
1.2.	Капиллярметрические исследования для построения петрофизических зависимостей	определений								
1.3.	Определение прочностных характеристик пород, модуль Юнга, коэффициент Пуассона	определений								
2	Определение физико-химических свойств и состава пластовых флюидов									
2.1.	Комплекс PVT – изучение фазовых характеристик, изучение компонентного состава газоконденсатных систем, физико-химических свойств газа и конденсата	исследований								
2.2.	Лабораторные определения по поверхностным пробам состава газа, конденсата	определений								
2.3.	Отбор проб воды на устье газовых скважин с целью определения физико-химической характеристики и микроэлементного состава (гидрохимический контроль)	исследований								
3	Определение гидродинамических параметров пласта (проводимость, пьезопроводность, пористость, коэффициенты фильтрационных сопротивлений, депрессии на пласт)									
3.1.	Гидродинамические исследования скважин на нестационарных режимах фильтрации	исследований								
3.4.	Гидродинамические исследования скважин при стационарных режимах фильтрации (метод установившихся отборов)	исследований								
4	Контроль энергетического состояния залежей (прямые замеры и методом пересчета) охват									
4.1.	Глубинные замеры пластовых давлений в газовых скважинах	%								
4.2.	Замер статических давлений на устье газовых скважин и расчет пластовых давлений	%								
4.3.	Определение пластового давления путем замера статического уровня в пьезометрических скважинах	%								

4.4.	Замеры рабочих параметров на устье добывающих скважин (буферного (Рбуф), затрубного (Рзат), шлейфа (Ршл), температуры (Ту))	%							
4.5.	Определение устьевого (буферного, затрубного) давления в нагнетательных скважинах	%							
5	Контроль газоконденсатной характеристики								
5.1.	Газоконденсатные исследования с отбором и анализом проб газа и конденсата	исследований							
5.2.	Комплекс лабораторных PVT-исследований проб газа и конденсата, отобранных из добывающих скважин	исследований							
5.3.	Отбор проб и лабораторные определения состава газа сепарации	исследований							
5.4.	Отбор проб и лабораторные определения состава нестабильного конденсата	исследований							
6	Промышленно-геофизические исследования по контролю за разработкой (ГИРС) (охват)								
6.1.	Определение текущего положения ГВК	%							
6.2.	Определение текущей газонасыщенности пластов	%							
6.3.	Определение профиля притока и состав притока	%							
6.4.	Контроль технического состояния скважин	шт.							
6.4.1.	Определение профиля притока и источника обводнения	%							
6.4.2.	Определение профиля приемистости	%							
6.4.3.	Определение технического состояния скважин	шт.							
6.4.4.	Контроль глубины забоя скважин	определений							
7	Специальные исследования								
7.1.	Гидропрослушивание пласта	исследований							
7.2.	Определение выноса механических примесей и жидкости на различных режимах работы скважины	исследований							

**Таблица 82**

**ОСНОВНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РЕКОМЕНДУЕМОГО ВАРИАНТА РАЗРАБОТКИ ЭО**

Название ЭО: \_\_\_\_\_

	Показатели	Базовый вариант	ГТМ на прирост добычи	Бурение	МУН/ МУГ/ МУК	ВСЕГО
1.	Продолжительность разработки, годы проектный срок рентабельный срок					
2.	Накопленная добыча УВС с начала разработки, тыс. т, млн м <sup>3</sup> за проектный срок за рентабельный срок					
3.	КИН (КИК, КИГ), доли ед. за проектный срок за рентабельный срок					
4.	Выручка от реализации продукции, млн руб. за проектный срок за рентабельный срок					
5.	Капитальные затраты, млн руб. за проектный срок за рентабельный срок					
6.	Эксплуатационные затраты, млн руб. за проектный срок за рентабельный срок					
7.	Себестоимость добычи нефти (газа), руб/т (руб/1000 м <sup>3</sup> ) за проектный срок за рентабельный срок					
8.	Текущие затраты, млн руб. за проектный срок за рентабельный срок					
9.	Затраты на транспортировку экспортной нефти, млн руб. за проектный срок за рентабельный срок					
10.	Внереализационные затраты, млн руб. за проектный срок за рентабельный срок					
11.	Чистый доход пользователя недр, млн руб. за проектный срок за рентабельный срок					
12.	Чистый дисконтированный доход пользователя недр (при ставке дисконта 15%), млн руб. за проектный срок за рентабельный срок					
13.	Индекс доходности затрат (при ставке дисконта 15%), доли ед. за проектный срок за рентабельный срок					
14.	Доход государства (налоги и платежи), млн руб. за проектный срок за рентабельный срок					
15.	Дисконтированный доход государства (при ставке дисконта 15%), млн руб. за проектный срок за рентабельный срок					

*Приложение № 4*

к Методическим рекомендациям по подготовке 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 текущих отборов по ЭО
8. Карта накопленных отборов по ЭО
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)

Приложение № 5

к Методическим рекомендациям по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья

КЛАССИФИКАТОР ОПЕРАЦИЙ, ОТНОСИМЫХ К ГТМ НА ПОДДЕРЖАНИЕ БАЗОВОЙ ДОБЫЧИ И ГТМ НА ПРИРОСТ ДОБЫЧИ

ГТМ	Состояние фонда скважин на начало проектного периода	Шифр	Виды работ <sup>1</sup>	Примечание
ГТМ на поддержание базовой добычи	действующий добывающий фонд	КР1	Ремонтно-изоляционные работы	
		КР2	Устранение негерметичности эксплуатационной колонны	
		КР3	Устранение аварий, допущенных в процессе эксплуатации или ремонта	
		КР5	Внедрение и ремонт установок типа ОРЭ, ОРЗ, КЗП, пакеров-отсекателей в скважинах	В сочетании с приобщением пластов
		КР7	Обработка призабойной зоны пласта скважины и вызов притока	Кроме КР7-2, КР7-3 и КР7-14 (с изменением интервалов перфорации)
		все ТР, кроме ТР3		
		вне действующего добывающего фонда	все КР и ТР	
ГТМ на прирост добычи	действующий добывающий фонд	КР4	Переход на другие горизонты и приобщение пластов	
		КР6	Комплекс подземных работ по восстановлению работоспособности скважин с использованием технических элементов бурения	
		КР7-2	Проведение ГРП	
		КР7-3	Проведение ГГРП	
		КР7-14	Проведение прострелочных и взрывных работ (в том числе перфорация, торпедирование согласно <sup>1</sup> )	С изменением интервалов перфорации
		ТР3	Оптимизация режима эксплуатации	

<sup>1</sup> Согласно РД 153-39.0-088-01 «Классификатор ремонтных работ в скважинах».

Приложение № 6

к Методическим рекомендациям по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья

ОПРЕДЕЛЕНИЕ РЕКОМЕНДУЕМОГО ВАРИАНТА РАЗРАБОТКИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ОБЪЕКТА

Для всех вариантов разработки ЭО выполняется условие увеличения ЧДД пользователя недр по сравнению с ЧДД пользователя недр для Базового варианта разработки (кроме случаев рассмотрения вариантов разработки газового или газоконденсатного ЭО со снижением уровня добычи природного газа в Базовом варианте разработки):

$$NPV_{БВ} < NPN_{O1} < NPV_{O2} < NPV_{O3} \quad (5.1)$$

где:

$NPV_{БВ}$  – ЧДД пользователя недр для Базового варианта разработки;

$NPV_{O1}$  – ЧДД пользователя недр для Опции 1;

$NPV_{O2}$  – ЧДД пользователя недр для Опции 2;

$NPV_{O3}$  – ЧДД пользователя недр для Опции 3.

Базовый вариант, Опции 1–3 согласно п. 5.3.5.

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

$$T_{\text{опт}}(i) = N_{\text{кин}}(i) + N_{\text{киг}}(i) + N_{\text{кик}}(i) + N_{\text{NPV}}(i) + N_{\text{ддг}}(i); \quad (5.2)$$

$$N_{\text{кин}}(i) = K_{\text{кин}}(i) / \max(K_{\text{кин}}(1) \dots K_{\text{кин}}(n)); \quad (5.3)$$

$$N_{\text{киг}}(i) = K_{\text{киг}}(i) / \max(K_{\text{киг}}(1) \dots K_{\text{киг}}(n)); \quad (5.4)$$

$$N_{\text{кик}}(i) = K_{\text{кик}}(i) / \max(K_{\text{кик}}(1) \dots K_{\text{кик}}(n)); \quad (5.5)$$

$$N_{\text{NPV}}(i) = NPV(i) / \max(NPV_1 \dots NPV_n); \quad (5.6)$$

$$N_{\text{ддг}}(i) = ДДГ(i) / \max(ДДГ_1 \dots ДДГ_n); \quad (5.7)$$

где:

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



Нкин(i) – нормированный коэффициент извлечения нефти i-го варианта разработки ЭО для категорий запасов  $A + B_1 + B_2$ ;

Нкиг(i) – нормированный коэффициент извлечения газа (свободного газа, газовой шапки) i-го варианта разработки ЭО для категорий запасов  $A + B_1 + B_2$ ;

Нкик(i) – нормированный коэффициент извлечения конденсата i-го варианта разработки ЭО для категорий запасов  $A + B_1 + B_2$ ;

$H_{NPV}(i)$  – нормированный ЧДД пользователя недр i-го варианта разработки ЭО для категорий запасов  $A + B_1 + B_2$ ;

Нддг(i) – нормированный накопленный дисконтированный доход государства для i-го варианта разработки ЭО для категорий запасов  $A + B_1 + B_2$ ;

Ккин(i) – коэффициент извлечения нефти за рентабельный срок разработки для i-го варианта разработки ЭО для категорий запасов  $A + B_1 + B_2$ ;

Ккиг(i) – коэффициент извлечения газа за рентабельный срок разработки для i-го варианта разработки ЭО для категорий запасов  $A + B_1 + B_2$ ;

Ккик(i) – коэффициент извлечения конденсата за рентабельный срок разработки для i-го варианта разработки ЭО для категорий запасов  $A + B_1 + B_2$ ;

Ккин(1) ... Ккин(n) – коэффициенты извлечения нефти за рентабельный срок для вариантов разработки ЭО для категорий запасов  $A + B_1 + B_2$ ;

Ккиг(1) ... Ккиг(n) – коэффициенты извлечения газа за рентабельный срок для вариантов разработки ЭО для категорий запасов  $A + B_1 + B_2$ ;

Ккик(1) ... Ккик(n) – коэффициенты извлечения конденсата за рентабельный срок для вариантов разработки ЭО для категорий запасов  $A + B_1 + B_2$ ;

$NPV(i)$  – ЧДД пользователя недр для i-го варианта разработки ЭО для категорий запасов  $A + B_1 + B_2$ ;

$NPV_1 \dots NPV_n$  – ЧДД пользователя недр для вариантов разработки ЭО для категорий запасов  $A + B_1 + B_2$ ;

ДДГ(i) – накопленный дисконтированный доход государства для i-го варианта разработки ЭО для категорий запасов  $A + B_1 + B_2$ ;

ДДГ<sub>1</sub> ... ДДГ<sub>n</sub> – накопленные дисконтированные доходы государства для вариантов разработки ЭО для категорий запасов  $A + B_1 + B_2$ ;

i – номер варианта разработки ЭО;

n – количество вариантов разработки ЭО.

В формуле расчета  $T_{\text{опт}}(i)$  коэффициенты Нкин(i), Нкиг(i), Нкик(i) одновременно применяются только для нефтегазоконденсатного ЭО, для остальных типов ЭО (нефтяной, газонефтяной, газовый, газоконденсатный) формула  $T_{\text{опт}}(i)$  корректируется соответствующим образом, в зависимости от вида УВС, планируемого к добыче.

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  $T_{\text{опт}}(i)$ .

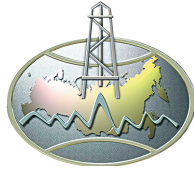
Таким образом, для расчета Нкин(i), Нкиг(i), Нкик(i), Нддг(i) и  $H_{NPV}(i)$  соответствующие показатели Ккин(i), Ккиг(i), Ккик(i), ДДГ(i) и  $NPV(i)$  для i-го варианта разработки ЭО нормируются (делятся) на соответствующие максимальные значения среди вариантов разработки ЭО, рассчитанные в ПТД.

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

В случае равенства  $T_{\text{опт}}(i)$  для двух и более вариантов разработки ЭО анализируются коэффициенты извлечения УВС за рентабельный срок разработки. Для рекомендуемого варианта разработки ЭО используются максимальные коэффициенты извлечения УВС за рентабельный срок разработки.

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.

В случае отсутствия рентабельных вариантов разработки месторождения в целом (отрицательное ЧДД пользователя недр для всех вариантов разработки для всех ЭО) рекомендуемый вариант разработки отдельных ЭО определяется как вариант разработки данных ЭО с максимальным ЧДД пользователя недр.



## Приказ Министерства природных ресурсов от 14 июня 2016 г. № 356 «Об утверждении Правил разработки месторождений углеводородного сырья»

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

Утвердить прилагаемые Правила разработки месторождений углеводородного сырья.

Министр  
**С.Е. Донской**

## Правила разработки месторождений углеводородного сырья

### И. Общие положения

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

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

\* Утверждены приказом Министерства природных ресурсов от 14 июня 2016 г. № 356

\*\* Авторы-разработчики: Каспаров О.С., Хлебников П.А., Шпуров И.В., Давыдов А.В., Курамшин Р.М., Шандрыгин А.Н., Колбиков С.В., Ершов С.Е., Сутормин С.Е., Тимчук А.С., Браткова В.Г., Горюнов Л.Ю., Трофимова О.В., Данилин Д.Н., Царева Е.А.

сийском секторе) дна Каспийского моря, и Мировом океане, и предназначены для использования Федеральным агентством по недропользованию, его территориальными органами, пользователями недр, иными органами и организациями.

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

## II. Подготовка месторождения к промышленной разработке

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

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

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

2.4. При опытной (пробной) эксплуатации поисковых скважин и единичных разведочных скважин выполняется комплекс работ, проводимых с целью уточнения добычных возможностей скважин (в том числе, с применением технологий интенсификации притока), состава и физико-химических свойств

пластовых флюидов, эксплуатационных характеристик пластов и их изменений во времени.

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

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

ППЭ и дополнения к нему составляются на запасы категории 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 полученных результатов пробной эксплуатации и обосновывающих геологических материалов и документов для государственной экспертизы оперативного изменения состояния запасов до конца года в котором начата добыча. Изменения категории запасов и их количество учитываются в ГБЗ по состоянию на 1 января года, следующего за годом внесения оперативных изменений.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

### **III. Технические проекты на промышленную разработку месторождений**

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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



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

#### **IV. Промышленная разработка месторождения**

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

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

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

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

4.2. Подготовленная пользователями недр ТСР или ТПР (или дополнение к ним) направляется в Федеральное агентство по недропользованию для проведения государственной экспертизы запасов (по технико-экономическому обоснованию коэффициентов извлечения нефти, газа и газового конденсата) в соответствии с пунктом 10<sup>1</sup> Положения о государственной экспертизе запасов полезных ископаемых, геологической, экономической и экологической информации о предоставляемых в пользование участках недр, об определении размера и порядка взимания платы за ее проведение, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 11 февраля 2005 г. № 69 «О государственной экспертизе запасов полезных ископаемых, геологической, экономической и экологической информации о предоставляемых в пользование участках недр, размере и порядке взимания платы за ее проведение» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2005, № 8, ст. 651; 2006, № 32, ст. 3570; 2007, № 5, ст. 663; 2009, № 18, ст. 2248; 2014, № 6, ст. 594; 2015, № 50, ст. 7171; 2016, № 8, ст. 1133) (далее - Положение о государственной экспертизе запасов полезных ископаемых, геологической, экономической и экологической информации о предоставляемых в пользование участках недр, об определении размера и порядка взимания платы за ее проведение) и согласования с Комиссией.

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

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

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

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

4.7. При изменении числящихся на ГБЗ геологических запасов менее, чем на 20% по месторождению, в том числе при открытии новой залежи, подготавливается отчет по оперативному изменению состояния запасов, и на его основе составляется дополнение к ТСР и (или) ТПР, которые передаются в Федеральное агентство по недропользованию для проведения государственной экспертизы запасов (по технико-экономическому обоснованию коэффициентов извлечения нефти, газа и газового конденсата) в соответствии с пунктом 10<sup>1</sup> Положения о государственной экспертизе запасов полезных ископаемых, геологической, экономической и экологической информации о предоставляемых в пользование участках недр, об определении размера и порядка взимания платы за ее проведение, и согласования с Комиссией.

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

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

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

б) положительных результатах проведенных на месторождении ОПР и возможности их распространения на ЭО или изменения (не подтверждении)

эффективности проводимых геолого-технологических (технических) мероприятий (далее – ГТМ);

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

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

#### **V. Допустимые отклонения показателей разработки месторождения**

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

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

б) ввод новых скважин;

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

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

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

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

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

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

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

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

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

5.9. Допустимые отклонения фактической годовой добычи газа от проектной газовых и газоконденсатных месторождений, обеспечивающих газоснабжение

исключительно местных потребителей, не регламентируются, если связаны с изменением спроса на газ.

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

5.10. Для месторождений, находящихся в промышленной разработке, уровень добычи которых не регламентируется, а накопленная добыча нефти после 5 лет с даты утверждения технического проекта превышает отклонение  $\pm 50\%$  от проектной накопленной добычи нефти, недропользователем должен быть составлен новый технический проект.

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

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

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

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



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

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

Количество скважин на месторождении согласно техническому проекту, штук.	Допустимое отклонение (не более), процентов
до 10	не регламентируется
от 11 до 50	40
от 51 до 200	30
201 и более	20

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

Количество скважин на месторождении согласно техническому проекту, штук.	Допустимое отклонение (не более), процентов
до 10	не регламентируется
от 11 до 50	40
от 51 до 200	30
201 и более	20

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

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

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

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

б) отмена проектных скважин на участках сокращения площади залежи;

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

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

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

## VI. Требования к системе разработки месторождения

6.1. Выделение эксплуатационных объектов разработки:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Система разработки ЭО обосновывается в техническом проекте разработки месторождения.

6.4. Технологические показатели разработки месторождений:

6.4.1. Технологические показатели разработки месторождения, рассчитанные в ПТД в границах запасов УВС категорий А+В1 используются для текущего планирования добычи УВС, обустройства, объемов буровых и строительных работ.

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

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

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

6.5.1. Рабочий агент, закачиваемый в ЭО должен:

- а) обеспечивать химическую совместимость с пластовыми флюидами, без образования вторичных осадков, ухудшающих свойства пласта;
- б) не ухудшать свойства УВС в пластовых условиях;
- в) обеспечивать проектную приемистость.

6.5.2. Система ППД должна обеспечивать:

- а) объемы закачки рабочего агента в ЭО и давление его нагнетания по скважинам, в соответствии с техническим проектом разработки месторождения;
- б) подготовку рабочего агента до кондиций (по составу, физико-химическим свойствам, содержанию мехпримесей, кислорода, сероводорода и микроорганизмов), удовлетворяющих требованиям технического проекта разработки месторождения;
- в) возможность систематических замеров рабочего давления и приемистости каждой скважины;
- г) контроль качества рабочего агента с периодичностью, предусмотренной техническим проектом разработки месторождения;
- д) требования по охране недр.

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

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

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

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

## VII. Назначение скважин

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

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

7.3. Параметрические скважины проектируются, бурятся на выявленных структурах с целью регионального изучения недр, увязкой с другими методами региональных исследований; более детального изучения геологического строения разреза с полным отбором керна и максимальными данными по ГИС для выявления наиболее перспективных площадей с точки зрения проведения на них геолого-поисковых работ.

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

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

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

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

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

– нагнетательные – для проведения воздействия на залежь с целью ППД путем закачки воды, газа (их смеси) или других рабочих агентов вытеснения, для закачки газа или попутных полезных компонентов второй группы, выделяемых из полезных ископаемых, с целью временного хранения, а также для добычи УВС в период отработки.

7.8. Специальные скважины проектируются и бурятся для взрывных работ при сейсмических методах поисков и разведки месторождения, добычи технической воды (водозаборные скважины), сброса промысловых вод в непродуктивные поглощающие пласты (поглощающие скважины), разведки и добычи воды, подготовки структур для подземных газохранилищ и закачки в них газа, ликвидации открытых фонтанов нефти и газа, экологического мониторинга подземных (питьевых) вод, перекачки рабочего агента в нагнетательные скважины и других целей.

7.9. Контрольные наблюдательные скважины проектируются и бурятся для осуществления систематического контроля над изменением межфлюидальных (водонефтяного, газонефтяного, газоводяного) контактов и за изменением других параметров (в том числе, нефтегазоводонасыщенности пласта) в процессе разработки залежи.

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

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

## **VIII. Конструкции скважин, технологии вскрытия, крепления, перфорации продуктивных пластов и освоения скважин**

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

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

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

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

8.5. Контроль интервала перфорации должен осуществляться геофизическими методами.

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

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

- а) деформации эксплуатационной колонны;
- б) прорыва пластовых вод (подошвенных, верхних, нижних), газа из газовой шапки;
- в) открытых нефтегазоводопроявлений;

- г) снижения проницаемости призабойной зоны пласта;
- д) загрязнения недр.

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

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

### IX. Учет фонда скважин

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

### X. Ввод скважин в эксплуатацию

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

- а) рабочий проект на бурение скважины и геолого-технический наряд;
- б) акты о начале и окончании бурения скважины;
- в) акт об измерении альтитуды устья обсадной колонны и стола ротора;
- г) материалы всех ГИС и заключения по ним;
- д) замеры длин труб (мера труб), информацию о диаметре, толщине стенки и марке стали по интервалам, необходимые характеристики для неметаллических колонн;
- е) акты на цементирование обсадных колонн, лабораторные анализы качества цемента и результаты измерения плотности цементного раствора в процессе цементирования, данные о выходе цемента на устье или высоте подъема цемента



(диаграмму цементомера), мера труб, компоновка колонн, данные об удельном весе бурового раствора в скважине перед цементированием;

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

з) планы работ по опробованию или освоению объекта;

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

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

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

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

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

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

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

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

с) акты об оборудовании устья скважины;

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

## **XI. Требования к эксплуатации скважин**

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

Способы эксплуатации скважин обосновываются в техническом проекте разработки месторождения.

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

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

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

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

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

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

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

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

а) пластовым, забойным и устьевым давлением;

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

в) температурой закачиваемого агента (для паронагнетательных скважин);

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

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

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

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

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

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

## **ХII. Ремонт скважин**

12.1. Ремонт скважин подразделяется на капитальный и текущий.

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

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

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

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

12.6. Контроль и регулирование процесса разработки скважин:

12.6.1. Контроль за разработкой залежей УВС осуществляется в целях:

- а) оценки эффективности принятой системы разработки ЭО в целом и отдельных технологических мероприятий по ее осуществлению;
- б) получения информации, необходимой для регулирования процесса разработки и проектирования мероприятий по его совершенствованию.

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

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

12.6.4. Для контроля за параметрами эксплуатации скважины на устье устанавливают приборы (устройства) для измерения давления и устройства для отбора проб добываемой продукции. Обязка скважин должна обеспечивать возможность индивидуального замера дебита жидкости и определение дебита газа, отбора проб добываемой продукции, замера устьевых давлений, эхометрирования, динамометрирования (для скважин оборудованных штанговыми глубинными насосами), спуска глубинных приборов для скважин фонтанного фонда.

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

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

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

- а) изменение режимов эксплуатации добывающих скважин (включая увеличение или ограничение отборов газа или жидкости, отключение высокообводненных скважин или скважин с аварийными прорывами свободного газа, форсированный отбор жидкости, периодическое изменение отборов);
- б) изменение режимов эксплуатации нагнетательных скважин (включая увеличение или ограничение приемистости рабочего агента, перераспределение приемистости по скважинам, циклическая закачка);
- в) увеличение гидродинамического совершенства скважин (например, дополнительная перфорация, различные методы воздействия на призабойную зону пласта, гидравлический разрыв пласта);
- г) изоляция или ограничение различными технологиями непроизводительного водо(газо)притока в скважине (цементная заливка, создание внутри пласта искусственного непроницаемого экрана, применение химреагентов);
- д) применение потокоотклоняющих технологий;
- е) изменение интервалов перфорации в рамках ЭО;
- ж) применение одновременно-раздельной эксплуатации скважин и одновременно-раздельной закачки воды на многопластовых месторождениях.

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

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

## **ХIII. Система обустройства месторождений, сбор, подготовка и транспортировка углеводородов**

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

13.2. Технические решения по обустройству месторождения, рекомендованные в техническом проекте разработки месторождения или



в дополнениях к нему, могут уточняться на стадии проектирования объектов обустройства при условии сохранения принятых систем разработки ЭО.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

з) обеспечению проектного уровня использования попутного газа;

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

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

л) электроснабжению и теплоснабжению промышленных объектов.

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

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

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

б) минимизацию потерь пластовой энергии.

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

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

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

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

ж) возможность ее реконструкции при изменении условий добычи.

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

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

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

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

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

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

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

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

#### **XIV. Учет и отчетность при разработке месторождений**

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

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

14.3. Оперативный учет добычи газа и конденсата, добываемых попутно с нефтью, осуществляют на основании учета добычи нефти и суммы замеров

газа и конденсата на газовых линиях всех ступеней сепарации с учетом объема газа, оставшегося в нефти после последней ступени сепарации.

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

14.5. График замеров утверждается пользователем недр.

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

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

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

14.9. Обязанность по обеспечению достоверности данных учета добычи УВС и воды, а также закачки рабочих агентов несет пользователь недр.

#### **XV. Документация по разработке месторождения и эксплуатации скважин**

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

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

б) проектирования разработки месторождения;

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

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

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

е) планирования и контроля эффективности мероприятий по охране недр.

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

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

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

15.5. К основным первичным документам относятся:

а) акты опробования и испытания скважин;

б) описание керна материала;

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

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

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

е) данные литолого-фациальных исследований пластов;

ж) журнал замеров продукции скважин и закачки вытесняющих агентов;

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

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

к) акты о перфорации скважин;

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

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

15.7. К основным сводным документам относят:

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

б) технологические режимы работы скважин;

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

г) каталоги, таблицы, графики, диаграммы;

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

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

15.9. К основным, обобщающим документам, относят:

- а) форма статистической отчетности по движению запасов УВС;
- б) геологические отчеты;
- в) отчеты по состоянию и движению фонда скважин;
- г) паспорт месторождения;
- д) геологические профили и карты (в том числе, структурные, разработки, изобар, распределения запасов);
- е) отчетные формы для федеральных органов исполнительной власти и органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации.

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

### XVI. Завершение разработки месторождения

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

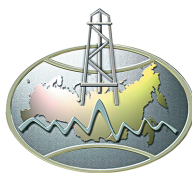
- а) проектные решения ТПР или дополнения ТПР полностью реализованы, КИН (КИГ и КИК) достигнуты и числящиеся на ГБЗ извлекаемые запасы УВС полностью выработаны;
- б) технологии и техническое оборудование, которые может использовать недропользователь, не позволяют проводить дальнейшую рентабельную разработку месторождения.

### Приложение

к Правилам разработки месторождений углеводородного сырья

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

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



**Bridging Document between the Oil and Fuel Gas Reserves and Resources Classification of the Russian Federation of 2013 and the United Nations Framework Classification for Fossil Energy and Mineral Reserves and Resources 2009 (UNFC-2009)**

Done in Geneva, 30 September 2016

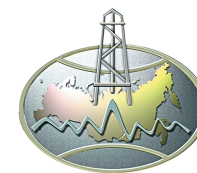
Prepared by the State Commission of Mineral Reserves of the Russian Federation and the Technical Advisory Group of the Expert Group on Resource Classification\*

**Summary**

This document provides the Bridging Document between the Oil and Fuel Gas Reserves and Resources Classification of the Russian Federation of 2013 (RF2013) and the United Nations Framework Classification for Fossil Energy and Mineral Reserves and Resources 2009 (UNFC-2009). It compares reserves and resources by Categories of RF2013 to Categories and Classes of UNFC-2009.

Bridging Documents explain the relationship between UNFC-2009 and another classification system that has been endorsed by the Expert Group on Resource Classification as an Aligned System. They incorporate instructions and guidelines on how to classify estimates generated by application of that Aligned System using the UNFC-2009 Numerical Codes. The relevant Bridging Document shall be identified when reporting estimates using the UNFC-2009 Numerical Codes. RF2013 is independent from UNFC-2009 and is mandatory for reporting to the Russian Federation Ministry of Natural Resources and Environment. This Bridging Document has no bearing whatsoever on the mandatory reporting requirements or on the independent application of RF2013.

\* This Bridging Document was developed by the State Commission of Mineral Reserves of the Russian Federation and the Technical Advisory Group of the Expert Group on Resource Classification. Following review by the Expert Group at its seventh session, 26–29 April 2016, the Bridging Document was issued for public comment from 14 June to 14 August 2016. Development of this Bridging Document has followed the Document Approval Procedure agreed by the Expert Group at its fifth session, April 2014. The Bridging Document was endorsed by the UNECE Committee on Sustainable Energy at its twenty-fifth session.



**Связующий Документ между Классификацией Запасов и Ресурсов Нефти и Горючих Газов Российской Федерации 2013 года и Рамочной Классификацией Ископаемых Энергетических и Минеральных Запасов и Ресурсов Организации Объединенных Наций 2009 года (РКООН-2009)**

Совершено в Женеве, 30 сентября 2016 года

Подготовлено Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых Российской Федерации и Консультативно-технической группой Группы экспертов по классификации ресурсов\*

**Краткое изложение**

В этом документе содержится проект Связующего Документа между Классификацией Запасов и Ресурсов Нефти и Горючих Газов Российской Федерации 2013 года и Рамочной Классификацией Организации Объединенных Наций Ископаемых Энергетических и Минеральных Запасов и Ресурсов 2009 года. Он сравнивает категории запасов и ресурсов по Классификации РФ 2013 года с категориями и классами РКООН-2009.

Связующие Документы объясняют взаимосвязь между РКООН-2009 и другой системой классификации, которая была одобрена Группой экспертов по классификации ресурсов в качестве согласованной системы. Они включают в себя инструкции и указания о том, как классифицировать оценки, полученные путем применения этой согласованной системы, с использованием цифровых кодов РКООН-2009. Соответствующий Связующий Документ должен быть указан при составлении отчетов оценок с использованием цифровых кодов РКООН-2009. Классификация РФ 2013 не зависит от РКООН-2009 и является обязательной для отчетности Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации. Этот Связующий Документ не несет никаких обязательных требований к отчетности или к независимому применению Классификации РФ 2013 года.

\* Настоящий Связующий Документ был подготовлен Государственной Комиссией по запасам полезных ископаемых Российской Федерации и Консультативно-технической группой Группы экспертов по классификации ресурсов. После рассмотрения Группой экспертов на седьмой сессии 26–29 апреля 2016 года, Связующий Документ был опубликован для общественного обсуждения с 14 июня по 14 августа 2016 года. Дальнейшая работа по Связующему Документу осуществлялась в соответствии с Процедурой утверждения документов, принятой Группой экспертов в ходе работы пятой сессии в апреле 2014 года. Связующий Документ утвержден Комитетом по устойчивой энергетике на двадцать пятой сессии. Авторы: Шпуров И.В., Браткова В.Г., Шпильман А.В., Шандрыгин А.Н., Трофимова О.В., Савранская М.П.



## I. Introduction

1. Bridging Documents explain the relationship between the United Nations Framework Classification for Fossil Energy and Mineral Reserves and Resources 2009 (UNFC-2009) and another classification system that has been endorsed by the Expert Group on Resource Classification as an Aligned System. They incorporate instructions and guidelines on how to classify estimates generated by application of that Aligned System using the UNFC-2009 Numerical Codes. The relevant Bridging Document shall be identified when reporting estimates using the UNFC-2009 Numerical Codes.

2. This document compares reserves and resources by categories of the Russian Federation Classification to Categories and Classes of UNFC-2009.

3. The Russian Federation Classification (henceforth, RF2013) is the classification of reserves of oil and combustible gases approved by order of the Russian Federation Ministry of Natural Resources and Environment dated 01.11.2013 N477 (with effective date of 1 January 2016). It establishes unified guidance regarding the Russian Federation principles for assessment and state accounting of reserves and resources of oil, combustible gases (free gas, gas from gas cap, gas dissolved in oil) and gas condensate.

4. RF2013 is independent from UNFC-2009 and is mandatory for reporting to the Russian Federation Ministry of Natural Resources and Environment. This Bridging Document has no bearing on the mandatory reporting requirements or on the independent application of RF2013.

## II. Basic principles for identifying reserves and resource categories in RF2013

5. Oil and gas reserves in RF2013 are subdivided by the extent of commercial development and by degree of geological knowledge into the following categories: A (developing<sup>1</sup>, drilled), B1 (developing<sup>1</sup>, not drilled, known), B2 (developing<sup>1</sup>, not drilled, estimated), C1 (known) and C2 (estimated). RF2013 uses the term “reserves” for the recoverable quantities of oil and gas associated with all discovered accumulations (whether commercial, potentially commercial or non-commercial). The term “resources” is applied to quantities of oil and gas potentially recoverable from undiscovered accumulations. RF2013 uses two terms for reserves: initial and remaining. Remaining reserves are derived by subtraction of produced quantities from initial reserves. It is necessary to use remaining reserves for all RF-2013 categories when mapping to UNFC-2009.

<sup>1</sup> “Developing” reserves refer to Category A, which are on production and to Categories B1 (located near producing wells) and B2, included in the approved Design Document but that are not currently on production.

## I. Введение

1. Связующие документы описывают взаимосвязь между Рамочной Классификацией Организации Объединенных Наций Ископаемых Энергетических и Минеральных Запасов и Ресурсов 2009 года (РКООН-2009) и другой системой классификации, которая была одобрена Группой экспертов по классификации запасов как Согласованная система. Они включают в себя инструкции и руководства по классификации оценок, полученных путем применения этой Согласованной системы, с помощью числовых кодов РКООН-2009. При представлении оценок с помощью числовых кодов РКООН-2009 следует указывать на соответствующий Связующий документ.

2. В настоящем документе дается сопоставление запасов и ресурсов по классификации Российской Федерации с категориями и классами Классификации РКООН-2009.

3. Классификация РФ (далее РФ2013) – классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденная Приказом № 477 Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 (дата вступления в силу 1 января 2016 г.). Она устанавливает единое руководство в отношении принципов подсчета и государственного учета запасов и ресурсов нефти, горючих газов (свободного газа, газа газовых шапок, газа, растворенного в нефти) и газового конденсата в Российской Федерации.

4. Классификация РФ2013 независима от системы РКООН-2009, она обязательна для отчетности в Министерстве природных ресурсов и экологии Российской Федерации. Настоящий Связующий документ не имеет никакого отношения ни к обязательным требованиям по отчетности, ни к независимому применению классификации РФ2013.

## II. Основные принципы определения категорий запасов и ресурсов в системе РФ2013

5. По степени промышленного освоения и по степени геологической изученности запасы нефти и газа в РФ2013 подразделяются на следующие категории: А (разрабатываемые<sup>1</sup>, разбуренные), В1 (разрабатываемые\*, неразбуренные, разведанные), В2 (разрабатываемые<sup>1</sup>, неразбуренные, оцененные), С1 (разведанные) и С2 (оцененные). В системе РФ2013 термин «запасы» используется для обозначения извлекаемых количеств нефти и газа, связанных со всеми открытыми залежами (промышленными, потенциально промышленными или непромышленными). Термин «ресурсы» применяется к потенциально извлекаемым количествам нефти и газа неоткрытых залежей. В РФ2013 используются два термина для запасов: начальные и текущие. Текущие запасы получают вычитанием накопленной добычи из начальных запасов. Для сопоставления

\* «Разрабатываемые» запасы относятся к категории А, которые находятся в разработке и к категории В1 (расположенным вблизи от добывающих скважин) и В2, включенным в утвержденную Проектную документацию, но в настоящее время не находящимся в разработке.

6. Reserves of a deposit/part of deposit drilled by producing wells and developing in accordance with approved project Design Document (Development Process Plan or amendment thereto, Reservoir Management Plan or amendment thereto) correspond to Category A (developing, drilled). Category A includes recoverable reserves of deposits/parts of deposits for which geological structure, shape and dimensions have been determined and fluid contacts have been substantiated by drilling, testing and well logging data. The technological characteristics (production mode, oil, gas, condensate production rates, productivity of wells) have been established by well operation data.

7. **Category B1** (developing, not drilled, known) refers to reserves of adjacent parts of deposits not drilled by producing wells, planned to be developed in accordance with an approved Design Document, studied by seismic or other high-accuracy methods and drilled with prospecting, appraisal, exploration, transit or deepened production wells that yielded commercial oil or gas inflows (individual wells may not be tested, but their productivity is inferred by well logging and mud logging data and core data).

8. **Category B2** (developing, not drilled, estimated) refers to reserves of deposits/parts of deposits not drilled with producing wells, planned to be developed in accordance with an approved Design Document, that have been studied by seismic or other high-accuracy methods, the presence of which has been substantiated by data of geophysical and geological studies and testing of individual wells while drilling.

9. **Category C1** (known/explored) refers to reserves of deposits/parts of deposits that have not been brought into commercial development on which test operation thereof or test operation of individual wells may be carried out. Deposits shall be studied by seismic or other high-accuracy methods and drilled with prospecting, appraisal, or exploration wells that yielded commercial oil or gas inflows (individual wells may be not tested but their productivity is inferred by well logging and mud logging data, and core data). These reserves are not yet supported by an Approved Designed document.

10. **Category C2** (estimated) refers to reserves of deposits/parts of deposits, fields that have not been brought into commercial development, that are developed on the basis of a test operation plan for individual wells, studied by seismic or other high-accuracy methods, the presence of which has been substantiated by data of geological and geophysical studies and testing of individual wells while drilling. These reserves are not yet supported by an Approved Designed document.

с РКООН-2009 необходимо использовать текущие запасы для всех категорий РФ2013.

6. Запасы залежи/части залежи, разбуренной эксплуатационными скважинами, и разрабатываемые в соответствии с утвержденным проектным технологическим документом (технологическим проектом разработки или дополнением к нему, технологической схемой разработки или дополнением к ней), относятся к категории А (разрабатываемые, разбуренные). Категория А включает извлекаемые запасы залежей/частей залежей, геологическое строение, форма и размеры которых определены, а контуры залежи обоснованы по данным бурения, опробования и материалам геофизических исследований скважин. Технологические показатели (режим работы, дебиты нефти, газа, конденсата, продуктивность скважин) установлены по данным эксплуатации скважин.

7. К **категории B1** (разрабатываемые, неразбуренные, разведанные) относятся запасы неразбуренных эксплуатационными скважинами соседних частей залежей, разработка которых планируется в соответствии с утвержденным Проектным документом, изученные сейсморазведкой или иными высокоточными методами и разбуренные поисковыми, оценочными, разведочными, транзитными или углубленными эксплуатационными скважинами, давшими промышленные притоки нефти или газа (отдельные скважины могут быть не опробованы, но продуктивность их предполагается по данным геофизических и геолого-технологических исследований, а также по керновым данным).

8. К **категории B2** (разрабатываемые, неразбуренные, оцененные) относятся запасы залежей/частей залежей, не разбуренных эксплуатационными скважинами, разработка которых проектируется в соответствии с утвержденным проектным документом, изученные сейсморазведкой или иными высокоточными методами, наличие которых обосновано данными геологических и геофизических исследований и испытанием отдельных скважин в процессе бурения.

9. К **категории C1** (разведанные) относятся запасы залежей/частей залежей, не введенных в промышленную разработку, на которых может осуществляться пробная эксплуатация или пробная эксплуатация отдельных скважин. Залежи должны быть изучены сейсморазведкой или иными высокоточными методами и разбурены поисковыми, оценочными, разведочными скважинами, давшими промышленные притоки нефти или газа (отдельные скважины могут быть не опробованы, но продуктивность их предполагается по данным геофизических и геолого-технологических исследований, а также по керновым данным). Запасы этой категории еще не утверждены Проектным документом.

10. К **категории C2** (оцененные) относятся запасы залежей/частей залежей, месторождений, не введенных в промышленную разработку, разрабатываемых на основании проекта пробной эксплуатации, пробной эксплуатации отдельных скважин, изученных сейсморазведкой или иными высокоточными методами, наличие которых обосновано данными геологических и геофизических иссле-



11. In accordance with the rules and regulatory documents effective in the Russian Federation, for the deposits (fields) under production (reserves of Categories A, B1, B2), the recoverable reserves (recoverable quantities) of oil, gas, condensate and associated commercial components should be determined as a result of technical and economic estimates for the recommended development scenario approved in accordance with the established procedure, oil recovery factor, gas recovery factor, condensate recovery factor, estimated in Project Design Document for deposits (fields) development *during cost-effective field life* and *during the period of reserves exhaustion*.

12. **Technically recoverable but non-profitable for recovery** under current economic conditions hydrocarbon reserves of the mentioned categories referred as A\*, B1\*, B2\*. Reserves of any category with the symbol “\*” are defined as part of technically recoverable reserves which are not profitable for recovery at the current time. They are derived by subtracting profitable recoverable reserves from technically recoverable reserves. Technically recoverable and profitable recovery reserves are determined in each Field Project Design Document.

13. For the fields under exploration (Categories C1 and C2), assessment of oil, gas and condensate recoverable reserves should be carried out in the Field (Deposit) Test Production Design approved in accordance with the established procedure, and with expert appraisals or simplified statistical methods of recovery factors determination (empirical methods, coefficient-based method, analogy method).

14. Categories of **technically non-recoverable reserves** are designated as follows: A\*\*, B1\*\*, B2\*\*, C1\*\*, C2\*\*. Under UNFC-2009 these are classified as “Additional quantities in place”. In RF-2013 there is no such category of reserves as “Additional quantities in place” but there are reserves in place and technically recoverable reserves. Reserves with the symbol “\*\*” are the result of subtraction of technically recoverable reserves from the geological reserves of the category.

15. **Undiscovered Resources** of oil, gas and condensate are subdivided by geological knowledge into Categories D0 (prepared), DL (localized), D1 (prospective), D2 (expected).

16. Resources of **Category D0** (prepared) represent the possibility of oil and gas discovery in a ready to drill trap and are used for prospecting works design. **Category DL** (localized) refers to resources of possible play formations in traps revealed by results of geological and geophysical prospecting operations within the areas with unproved commercial oil/gas presence.

17. **D1 Category** refers to resources of lithology-stratigraphy complexes (plays) with already discovered oil/gas accumulations within major regional structures. **Category D2** refers to resources of lithology-stratigraphy complexes with no discovered oil/gas fields (pools) within major regional structures.

ований и испытанием отдельных скважин в процессе бурения. Запасы этой категории еще не утверждены Проектным документом.

11. В соответствии с действующими в РФ правилами и нормативными актами, для залежей (месторождений), находящихся в разработке (категории запасов А, В1, В2), извлекаемые запасы (извлекаемые количества) нефти, газа, конденсата и попутных полезных компонентов определяются в результате технико-экономических расчетов для рекомендуемого варианта разработки, утвержденного в установленном порядке, в соответствии с КИН, КИГ, КИК, рассчитанными в проектом технологическом документе на разработку залежей (месторождений) *за рентабельный период разработки* и *за период полной выработки запасов*.

12. **Технически извлекаемые, но нерентабельные для извлечения** в текущих экономических условиях запасы углеводородов соответствующих категорий будут обозначаться как: А\*, В1\*, В2\*. Запасы со знаком «\*» определяются как часть технически извлекаемых запасов, нерентабельных для извлечения на текущий момент. Они рассчитываются вычитанием рентабельно извлекаемых запасов из технически извлекаемых запасов. Технически извлекаемые и рентабельные извлекаемые запасы определены в каждом проекте разработки.

13. Для месторождений, находящихся в разведке (категории С1 и С2), расчет извлекаемых запасов нефти, газа и конденсата осуществляется в Проекте пробной эксплуатации месторождений (залежей), утвержденном в установленном порядке, и в соответствии с экспертными оценками или упрощенными статистическими методами определения коэффициентов извлечения (эмпирические методы, покоефициентный метод, метод аналогий).

14. Категории **технически неизвлекаемых запасов** по категориям обозначаются как А\*\*, В1\*\*, В2\*\*, С1\*\*, С2\*\*. В классификации РКООН-2009 они отнесены к «Дополнительным количествам в пласте». В РФ-2013 такой категории запасов как «Дополнительные количества в пласте» нет, но есть геологические запасы и технически извлекаемые запасы. Запасы любой категории со знаком «\*\*» являются результатом вычитания технически извлекаемых запасов из геологических запасов этой же категории.

15. **Ресурсы** нефти, газа и конденсата по степени геологической изученности подразделяются на следующие категории: D0 (подготовленные), DL (локализованные), D1 (перспективные), D2 (прогнозируемые).

16. Ресурсы **категории D0** (подготовленные) отражают возможность открытия нефти и газа в подготовленной к поисковому бурению ловушке и используются для проектирования поисковых работ. К **категории DL** (локализованные) относятся ресурсы возможно продуктивных пластов в ловушках, выявленных по результатам поисковых геологических и геофизических исследований, которые были выполнены в пределах районов с недоказанной промышленной нефтегазоносностью.

17. К **категории D1** относятся ресурсы литолого-стратиграфических комплексов (плеев) с открытыми залежами/месторождениями нефти/газа в пре-

18. As in the case of reserves, categories of *non-recoverable resources* (technically non-recoverable) are designated as follows: D0\*\*, DL\*\*, D1\*\*, D2\*\*. Under UNFC-2009 these are classified as Additional Quantities in Place.

### III. Direct mapping of categories and sub-categories

#### A. Application of the G-axis

19. In UNFC-2009, three levels of geologic confidence are specified for known (already discovered) fields: “high”, “moderate” and low”, represented by G1, G2 and G3 Categories. For deposits that are known by indirect data only (at the stage of exploration projects), the G4 Category is used.

20. The RF2013 Categories designate segments of the total accumulation according to geological knowledge based primarily on the offset distance from existing wells. Estimates of recoverable quantities in the A and B1 segments, containing producing wells and adjacent areas, have a high level of confidence (G1). The B2 segment designates areas remote from wells with lower confidence level for estimates of recoverable quantities, confidence ranges from moderate to low (G2 + G3). Similarly, C1 has high confidence (G1) and C2 has confidence levels ranging from moderate to low (G2 + G3). This aligns with the incremental assessment method as shown in Figure 1.

Figure 1. Comparison of RF2013 and UNFC-2009 in geological knowledge

	<i>UNFC-2009 Category</i>	<i>RF2013 Categories</i>
G1	Quantities associated with a known deposit that can be estimated with a high level of confidence	A, B1, C1, A*, B1* A**, B1**, C1**
G2	Quantities associated with a known deposit that can be estimated with a moderate level of confidence	B2, C2, B2*, B2**, C2**
G3	Quantities associated with a known deposit that can be estimated with a low level of confidence	
G4	Estimated quantities associated with a potential deposit, based primarily on indirect evidence	D0, DL, D1, D2 D0**, DL**, D1**, D2**

делах крупных региональных структур. К *категории D2* относятся ресурсы литолого-стратиграфических комплексов без открытых залежей/месторождений нефти/газа в пределах крупных региональных структур.

18. Как и в случае запасов, *неизвлекаемые ресурсы* (технически неизвлекаемые ресурсы) по категориям обозначаются следующим образом: D0\*\*, Дл\*\*, D1\*\*, D2\*\*. В классификации РКООН-2009 они отнесены к *Дополнительным количествам в пласте*.

### III. Прямое сопоставление категорий и подкатегорий

#### A. Применение оси G

19. В классификации запасов РКООН-2009 для известных (уже открытых) месторождений указываются три степени достоверности по геологической изученности: «высокая», «средняя» и «низкая», они представлены категориями G1, G2 и G3. Для месторождений, известных только по косвенным данным (на стадии геологоразведочных проектов), используется категория G4.

20. Категории РФ2013 представляют сегменты залежи в соответствии с геологическими знаниями, основанными, в первую очередь, на степени удаленности от существующих скважин. Оценки извлекаемых количеств в сегментах А и В1, содержащих добывающие скважины и соседние с ними участки, имеют высокий уровень достоверности (G1). Сегмент В2 – это области, удаленные от скважин, они имеют более низкий уровень достоверности определения количества извлекаемых запасов, достоверность изменяется от средней до низкой (G2 + G3). Аналогично, категория С1 имеет высокую достоверность (G1), а достоверность категории С2 изменяется от средней до низкой (G2 + G3). Как видно из Таблицы 1, это согласуется с методом пошаговой (инкрементной) оценки.

Таблица 1. Сопоставление классификаций РФ2013 и РКООН-2009 по геологической изученности

	<i>Категория РКООН-2009</i>	<i>Категории РФ2013</i>
G1	Объемы, связанные с известным месторождением, которые можно оценить с высокой степенью достоверности	A, B1, C1, A*, B1* A**, B1**, C1**
G2	Объемы, связанные с известным месторождением, которые можно оценить со средней степенью достоверности	B2, C2, B2*, B2**, C2**
G3	Объемы, связанные с известным месторождением, которые можно оценить с низкой степенью достоверности	
G4	Оцененные объемы, отнесенные к потенциальному месторождению, которые основаны, главным образом, на косвенных доказательствах	D0, Дл, D1, D2 D0**, Дл**, D1**, D2**

21. In RF2013, reserves are also defined for the unprofitable parts of deposit. The symbol “\*” is added to the name of the category: A\*, B1\*, B2\*. The profitability factor has no effect on the geological confidence scale, thus, A\* and B1\* estimates have a high level of confidence while B2\* has a lower level of confidence. The same logic is applied to technically unrecoverable quantities A\*\*, B1\*\*, B2\*\*, C1\*\* and C2\*\*.

22. With regard to Exploration Projects, while UNFC-2009 provides the option to sub-categorize G4.1, G4.2, G4.3 based on geological uncertainty, under RF2013 these categories refer to G4 without sub-categorization, when used alone it reflects the best estimate.

### B. Detailed mapping of the E and F axes

23. While the G-axis defines the confidence levels within each project, the allocation to UNFC-2009 Classes and Sub-classes is based on a matrix formed from the E-axis (Economic and Social viability of project) and the F-axis (Field Project Status and its Feasibility). Figure 2 shows mapping not including optional sub-classes, while Figure 3 shows mapping of the E-F Sub-category matrix to the RF2013 categories with colour coded and numeric keys. Note that the E and F Categories set minimum standards for UNFC-2009 classes. For example, a Potentially Commercial Project must be at least E2 and F2, but it could also be E2F1.

Figure 2. Mapping of RF2013 and UNFC-2009 Classes and Categories (see paragraph 23 for an explanation of “minimum”)

RF2013 Categories		UNFC-2009 “minimum” Categories			UNFC-2009 Class
Discovered	A, B1, B2	E1	F1	G1,G2,G3	Commercial Projects
	A*, B1* B2* C1, C2	E2	F2	G1,G2,G3	Potentially Commercial Projects
	C1, C2	E3	F2	G1,G2,G3	Non-Commercial Projects
	A**, B1**, B2** , C1**, C2** (Non-recoverable)	E3	F4	G1,G2,G3	Additional Quantities in Place
Undiscovered	D0, DL, D1, D2	E3	F3	G4	Exploration Projects
	D0**, DL**, D1**, D2** (Non-recoverable)	E3	F4	G4	Additional Quantities in Place

21. В РФ2013 выделяется нерентабельная часть запасов залежи. К названию категорий добавляется значок «\*»: A\*, B1\*, B2\*. Фактор рентабельности не влияет на шкалу геологической достоверности, таким образом, оценки A\* и B1\* имеют высокую степень достоверности, в то время как B2\* имеет более низкую степень достоверности. Та же логика применима и к технически неизвлекаемым запасам A\*\*, B1\*\*, B2\*\*, C1\*\* и C2\*\*.

22. Что касается проектов поисково-разведочных работ: в то время как РКООН-2009 позволяет выделять подкатегории G4.1, G4.2, G4.3 на основании геологической достоверности, в классификации РФ2013 эти категории относятся к G4 без разделения на подкатегории; в этом случае оценка является наилучшей.

### В. Детальное сопоставление осей E и F

23. В то время как в каждом проекте ось G определяет степени достоверности, назначение классов и подклассов системы РКООН-2009 основывается на матрице с осями E (экономическая и социальная жизнеспособность проекта) и F (статус и осуществимость проекта освоения месторождения). В таблице 2 показано сопоставление, в которое дополнительные подклассы не включены, а на рис. 3 приводится цветокодированное сопоставление матрицы подкатегорий E-F с категориями классификации РФ2013. Обратите внимание, что категории E и F устанавливают минимальные стандарты для классов РКООН-2009. Например, Потенциально коммерческий проект должен относиться, по крайней мере, к E2 и F2, но также может относиться к E2F1.

Таблица 2. Сопоставление категорий и классов РФ2013 и РКООН-2009 («минимум» поясняется в предыдущем абзаце)

Категории РФ2013		«Минимальные» категории РКООН-2009			Класс РКООН-2009
ОТКРЫТЫЕ	A, B1, B2	E1	F1	G1,G2,G3	Коммерческие проекты
	A*, B1* B2* C1, C2	E2	F2	G1, G2, G3	Потенциально коммерческие проекты
	C1, C2	E3	F2	G1, G2, G3	Некоммерческие проекты
	A**, B1**, B2**, C1**, C2** (Неизвлекаемые)	E3	F4	G1, G2, G3	Дополнительные количества в пласте
НЕОТКРЫТЫЕ	D0, Дл, D1, D2	E3	F3	G4	Поисково-разведочные проекты
	D0**, Дл**, D1**, D2** (Неизвлекаемые)	E3	F4	G4	Дополнительные количества в пласте

24. Within each UNFC-2009 Class or Sub-class there is a range of uncertainty with regard to the quantities in place and recoverable quantities ranging from high confidence (G1) to low confidence (G3).

25. In many cases, RF2013 categories map to more than one location in the E-F matrix as shown in Figure 3. Section IV of this Bridging Document describes how RF2013 categories shall be assigned to the correct sub-classes in UNFC-2009.

Figure 3. Mapping of the E-F Matrix to RF2013 classes and categories with a Colour Coded and Numeric Key

	F1.1	F1.2	F1.3	F2.1	F2.2	F2.3	F3.1	F3.2	F3.3	F4
E1.1	1	2	3	4						
E1.2	1	2	3							
E2			4	4	5					
E3.1	12	12	12	12	12	12				
E3.2			6	6	6		8	9	10	
E3.3			7	7	7	7				11

Class	Sub-class	Code	RF2013 Category
Commercial Projects	On Production	1	A
	Approved for Development	2	B1
	Justified for Development	3	B2
Potentially Commercial Projects	Development Pending	4	A*, B1*, B2* C1, C2
	Development on Hold	5	A*, B1*, B2* C1, C2
Non-Commercial Projects	Development Unclassified	6	C1, C2
	Development Not Viable	7	C1, C2
Additional Quantities in Place		11	A**, B1**, B2** C1**, C2**
Exploration Projects	Prospect	8	D0
	Lead/High Risk Prospect	9	DL
	Play	10	D1, D2
Additional Quantities in Place		11	D0**, DL**, D1**, D2**
Produced Not Sold		12	

24. В пределах каждого класса или подкласса системы РКООН-2009 существует диапазон неопределенности, связанный с объемом в пласте и извлекаемыми объемами: от высокой достоверности (G1) до низкой (G3).

25. Во многих случаях категории РФ2013 соответствует более, чем одна позиция в матрице E-F, что видно из рис. 3. Раздел IV настоящего Связующего документа описывает как категории РФ2013 должны правильно соотноситься с подклассами системы РКООН-2009.

Таблица 3. Сопоставление матрицы в осях E-F и классов и категорий РФ2013 с цветной кодировкой и цифровым ключом

	F1.1	F1.2	F1.3	F2.1	F2.2	F2.3	F3.1	F3.2	F3.3	F4
E1.1	1	2	3	4						
E1.2	1	2	3							
E2			4	4	5					
E3.1	12	12	12	12	12	12				
E3.2			6	6	6		8	9	10	
E3.3			7	7	7	7				11

Класс	Подкласс	Код	Категория РФ2013
Промышленные проекты	В разработке	1	A
	Утвержденные к разработке	2	B1
	Обоснованные для разработки	3	B2
Потенциально промышленные проекты	Разработка ожидается	4	A*, B1*, B2* C1, C2
	Разработка задерживается	5	A*, B1*, B2* C1, C2
Некоммерческие проекты	Разработка не выяснена	6	C1, C2
	Разработка нежизнеспособна	7	C1, C2
Дополнительные количества в пласте		11	A**, B1**, B2** C1**, C2**
Геологоразведочные проекты	Готовый к открытию перспективный объект	8	D0
	Вероятный поисковый объект	9	Дл
	Возможный поисковый объект	10	D1, D2
Дополнительные количества в пласте		11	D0**, Дл**, D1**, D2**
Добыто, не продано		12	



Note that Code 12 refers to quantities typically referred to as “fuel, flare and losses”. Fuel is that portion of production consumed in operations and thus not delivered to the sales reference point.

### C. Exploration projects

26. There are four cells within the E-F matrix that map to RF-2013 categories of undiscovered quantities associated with exploration projects at different stages of maturity. In UNFC-2009, the E3.2 and G4 categories are used for the classification of Exploration Projects. While UNFC-2009 provides the option to expand G4 to account for uncertainty (G4.1,G4.2,G4.3) in recoverable quantities, RF2013 does not provide an uncertainty range. G4 when used alone shall reflect the best estimate.

### D. Additional Quantities in Place

27. Additional Quantities in Place under UNFC-2009 correspond to quantities of hydrocarbons that are currently assessed as technically non-recoverable for any classes. In UNFC-2009 the E3.3 and F4 categories are used for classification of Additional Quantities in Place. Within UNFC-2009 the geologic uncertainty for undiscovered quantities is described using Category G4. While UNFC-2009 provides the option to expand G4 to account for uncertainty in additional in-place quantities, RF2013 does not provide an uncertainty range. G4 when used alone shall reflect the best estimate.

## IV. Sub-division of RF2013 categories into multiple UNFC-2009 sub-categories

28. As UNFC-2009 contains more granularity than RF2013, it is expected that there will be many instances where a single RF2013 category could reflect a combination of several UNFC-2009 sub-categories. This is illustrated in Figure 3. The criteria to be used to subdivide RF2013 categories and utilize the full range of UNFC-2009 sub-categories are described in sections IV.A and IV.B. 29. UNFC-2009, which is based on three axes (E, F and G), allows the defining of Classes and Sub-classes corresponding to a project’s maturity level for each type of project. RF2013 has only categories, but their division is based on the same principles: levels of geological uncertainty (G axis), Project status (F axis) and economic assessment (E axis), therefore it is possible to establish an interrelationship between the RF2013 categories and Classes and Sub-classes and UNFC-2009 (Figure 3).

30. In UNFC-2009, four classes are used for known deposits: “Commercial projects”, “Potentially commercial projects”, “Non-commercial projects” and “Additional Quantities in Place”. Previously extracted sales production quantities are not included in Figure 3, while non-sales production quantities are shown and referred as to Code 12.

Обратите внимание, что Код 12 относится к тем объемам, которые обычно называются «топливные, факельные и потери». Топливо – это та часть добытого продукта, которая потребляется в ходе работ и, таким образом, не доходит до пункта продаж.

### C. Поисково-разведочные проекты

26. В матрице E-F есть четыре ячейки, которые соответствуют категориям РФ2013 с неоткрытыми ресурсами, связанными с разными этапами поисково-разведочных проектов. Для геологоразведочных проектов классификация РКООН-2009 устанавливает применение подкатегорий E3.2 и G4. РКООН-2009 предоставляет возможность детализации категории G4 с целью учета неопределенности (G4.1,G4.2,G4.3) для извлекаемых количеств. Классификация РФ2013 диапазона неопределенности не предусматривает. G4 при использовании без разделения на подкатегории представляет наилучшую оценку.

### D. Дополнительные объемы в пласте

27. «Дополнительные количества» в РКООН-2009 соответствуют тем количествам УВ сырья, которые во всех классах в настоящее время оцениваются как технически неизвлекаемые количества. Для «Дополнительных количеств» в пласте классификация РКООН-2009 устанавливает применение подкатегорий E3.3 F4. В классификации РКООН-2009 геологическая неопределенность для неоткрытых объемов описывается при помощи категории G4. В то время, как РКООН-2009 предоставляет возможность детализации категории G4 с целью учета неопределенности для дополнительных количеств. Классификация РФ2013 диапазона неопределенности не предусматривает. G4 при использовании без разделения на подкатегории представляет наилучшую оценку.

## IV. Подразделение категорий РФ2013 на несколько подкатегорий РКООН-2009

28. Поскольку РКООН-2009 предусматривает большую степень детализации, чем РФ2013, ожидается, что будет множество случаев, в которых одна категория РФ2013 может содержать сочетание из нескольких подкатегорий РКООН-2009. Это очевидно из рисунка 3. Для разделения категорий РФ2013 и использования всего спектра подкатегорий РКООН-2009 следует использовать критерии, описанные в следующих двух разделах.

29. Классификация РКООН-2009 на основе трех осей (E, F и G) позволяет для каждого типа проектов определять классы и подклассы, соответствующие степеням зрелости проектов. Классификация РФ2013 включает только категории, но их разделение основано на тех же принципах: геологической неопределенности (ось G), состоянии проекта (ось F) и экономической оценке (ось E), поэтому можно установить взаимосвязь категорий РФ2013 с классами и подклассами РКООН-2009 (Таблица 3).

30. В РКООН-2009 для открытых месторождений используются четыре класса: «Коммерческие проекты», «Возможные коммерческие проекты», «Не-

### A. Commercial projects sub-categorization

31. Recoverable quantities of A, B1 and B2 categories in RF-2013 map to the “Commercial projects” Class in UNFC-2009. Because extraction of these quantities is planned in accordance with the approved and economically justified Project Design Document, these quantities are sub-categorized as E1.1 in UNFC-2009.

32. Category A maps directly to the UNFC-2009 Sub-Class “On Production” (F1.1). Reserves of category B1 map to the UNFC-2009 sub-class “Approved for Development” because development of these quantities is provided for by the Project Design Document, but extraction is not yet underway. Reserves of the Category B1 differ from A reserves by development status and correspond to the sub-category F1.2 where “Capital funds have been committed and implementation of the development project or mining operation is underway”.

33. Category B2 of reserves corresponds to a sub-class of the UNFC-2009 “Justified for Development” (F1.3), since in the Project Design Document sufficiently detailed studies have been completed to demonstrate the reasonability of extraction by implementing a defined development project. There are no doubts regarding the technical feasibility of the project, and there is a reasonable expectation that all necessary approvals/contracts for the project to proceed will be forthcoming. At the same time, production from this category of reserves may be authorized after converting them to the higher categories A and B1.

34. Quantities for which extraction and sale became non-profitable on the basis of current market conditions and realistic assumptions of future market conditions, but are made viable through government subsidies and/or other considerations are categorized as E1.2. Reserves of the fields of A, B1, and B2 categories of RF2013 where hydrocarbon production has become non-profitable due to changes in economic conditions, but development continues because of the need to comply with various obligations, may map to this sub-category. Reserves of categories A, B1, and B2 can fall into this subcategory for a short period (usually up to two years). If the unfavourable economic situation will continue for a longer time, reserves of A, B1, and B2 categories should be reassessed as non-profitable reserves of A\*, B1\*, and B2\* categories, and as the “Potentially Commercial Projects” class of UNFC-2009.

35. Associated quantities derived from categories A, B1, B2, A\*, B1\*, B2\*, as well as C1 and C2 categories, that are forecast to be extracted, but will not be available for sale, refer to E3.1. The project sub-category (F-axis) will be the same as for associated quantities being extracted and sold. The level of geologic uncertainty is also reflected in the project uncertainty.

коммерческие проекты» и «Дополнительные количества в пласте». В таблице 3 не показаны извлеченные и проданные количества, а непроданные извлеченные количества показаны в классе 12.

### A. Подкатегории коммерческих проектов

31. Извлекаемые объемы категорий А, В1 и В2 классификации РФ2013 соответствует запасам класса РКООН-2009 «Коммерческие проекты», поскольку их извлечение планируется в соответствии с утвержденным, экономически обоснованным проектным технологическим документом, и в РКООН-2009 они относятся к подкатегории Е1.1.

32. Категория А напрямую соответствует подклассу РКООН-2009 «В разработке» (F1.1). Категория запасов В1 соответствует подклассу РКООН-2009 «Утвержденные к разработке», поскольку их разработка предусмотрена проектным технологическим документом, но добыча еще не ведется. Запасы В1 отличаются от запасов А статусом разработки, они соответствуют подкатегории F1.2 «Были выделены капитальные средства и идет реализация проекта разработки или ведутся горные работы».

33. Категория запасов В2 соответствует подклассу РКООН-2009 «Обоснованные для разработки» (F1.3), поскольку в проектном технологическом документе завершены достаточно подробные исследования с целью продемонстрировать целесообразность добычи путем реализации определенного проекта разработки. Нет сомнений в технической жизнеспособности проекта и есть разумные основания полагать, что все необходимые согласования/контракты для начала осуществления проекта не заставят себя ждать. В тоже время добыча из этой категории запасов может быть разрешена после перевода их в более высокие категории А и В1.

34. Подкатегория Е1.2 применяется к объемам добычи, для которых извлечение и сбыт стали нерентабельными при текущих рыночных условиях и при реалистичных прогнозах будущих рыночных условий, но становятся перспективными при государственных субсидиях и/или других факторах. Данной подкатегории в классификации РФ2013 могут соответствовать запасы месторождений категорий А, В1 и В2, добыча углеводородов по которым стала нерентабельной вследствие изменения экономических условий, но разработка месторождений продолжается вследствие необходимости выполнения различного рода обязательств. Запасы категорий А, В1 и В2 могут относиться к данной подкатегории короткий промежуток времени (обычно до двух лет). В случае, если негативная экономическая ситуация продлится более указанного срока, запасы категорий А, В1 и В2 переводятся в экономически нерентабельные запасы категорий А\*, В1\* и В2\* и в класс «потенциально промышленные проекты» РКООН2009.

35. Сопутствующие объемы, полученные из категорий А, В1, В2, А\*, В1\*, В2\* и С1, С2 которые прогнозируются как извлекаемые, но которые будут недоступны для продажи, относятся к категории Е3.1. Подкатегория проекта (ось F) будет та же, что и для сопутствующих количеств, которые будут добыты



## **B. Potentially commercial and non-commercial projects sub-categorization**

36. Two types of projects in RF2013 would be classed as Potentially Commercial:

(i) Projects targeting production of additional quantities from segments A, B1, B2 that are technically recoverable but cannot be commercially recovered at the moment without improvement of commercial conditions (product price, costs) or implementing of new technologies not included in the approved Project Design Document (currently categorized as A\* B1\* B2\*).

(ii) Projects targeting production of quantities in discovered deposits (C1, C2) that are still under additional exploration and have not been approved for development

37. Projects at the exploration stage in discovered fields (C1, C2 categories in RF2013) that have not been approved for development may be classified as non-commercial in UNFC-2009. The mapping to UNFC-2009 categories and sub-categories is more difficult and each project needs to be estimated for the level of socio-economic and technical maturity.

38. With regard to economics, there can be either reasonable prospects for economic extraction and sale in the foreseeable future (E2), economic viability cannot be determined due to insufficient information (E3.2), or it is currently considered that there are no reasonable prospects in a foreseeable future for economic extraction and sale (E3.3) on the basis of realistic assumptions of future market conditions.

39. With regard to project maturity, there are either project activities ongoing to justify development in the foreseeable future (F2.1), or project activities are on hold (F2.2), or there are no current plans to develop or acquire additional data due to limited potential (F2.3).

40. Mapping to the UNFC-2009 Categories and Sub-categories shall be based on the following principles:

(i) Development Pending projects must, as a minimum, satisfy the definitions of both F2.1 and E2. A project that meets all technical requirements but does not meet the current economic threshold (no approved Design Document) is referred to as F1.3. A project with unresolved technical feasibility issues is referred to as F2.1, but if there are no doubts about commercial viability, it could satisfy the definition of E1.1. Sub-category E1.2 cannot usually be associated with a project classified as Development Pending. The reason for this is that there should be no doubts about commercial viability (as mentioned in the preceding paragraph) and this is unlikely to be the case at that moment (when the project is still under evaluation) if a subsidy is required.

и проданы. Степень геологической неопределенности также находит отражение в неопределенности проекта.

## **V. Подкатегории потенциально коммерческих и некоммерческих проектов**

36. К потенциально коммерческим в классификации РФ2013 могут относиться два типа проектов:

(i) Проекты, нацеленные на добычу дополнительных количеств из сегментов A, B1, B2, которые технически извлекаемые, но не могут быть рентабельно извлечены на настоящий момент без улучшения коммерческих условий (цена на продукты, затраты) или внедрения новых технологий, не предусмотренных в утвержденной проектной технологической документации (в настоящее время относятся к классам A\* B1\* B2\*).

(ii) Проекты, нацеленные на добычу объемов из открытых месторождений (C1, C2), которые на настоящий момент находятся на стадии доразведки и не были утверждены для разработки.

37. Проекты, находящиеся на стадии разведки в открытых месторождениях (категории C1, C2 в классификации РФ2013), которые не были утверждены для разработки, могут быть отнесены к некоммерческим в классификации РКОООН-2009. Сопоставление с категориями и подкатегориями РКОООН-2009 сложнее, и каждый проект необходимо анализировать с точки зрения уровня его социально-экономической и технической зрелости.

38. Что касается экономики, либо существуют разумные перспективы для рентабельного извлечения и продажи в обозримом будущем (E2), экономическая жизнеспособность не может быть определена в силу недостаточности информации (E3.2), либо на основании реалистичных предположений о будущих рыночных условиях в настоящее время считается, что для рентабельной добычи и сбыта нет приемлемых перспектив в обозримом будущем (E3.3).

39. Что касается зрелости проекта, то проектная деятельность для обоснования разработки в обозримом будущем либо продолжается (F2.1), либо задержана (F2.2), либо, в силу ограниченного потенциала, в настоящее время нет планов разработки или сбора дополнительных данных (F2.3).

40. Сопоставление категорий и подкатегорий РКОООН-2009 должно основываться на следующих рекомендациях:

(i) Ожидающие разработки проекты, как минимум, должны отвечать определениям категорий F2.1 и E2. Проект, который соответствует всем техническим требованиям, но не соответствует текущему экономическому порогу (нет утвержденной проектной документации), относится к подкатегории F1.3. Кроме того, проект, в котором не до конца решены вопросы технической осуществимости, относится к подкатегории F2.1, но в отсутствие сомнений относительно коммерческой жизнеспособности, он может отвечать определению подкатегории E1.1. Подкатегория E1.2, как правило, не может связываться с проектом, который относится к Ожидающим разработки. Причина этого заключается в том, что не должно

(ii) Projects On Hold are similar to Development Pending projects, but their progress in commerciality is constrained by activities which may be controlled by or outside the control of the evaluator. Projects on Hold are classified as E2F2.2 to reflect the chance of commerciality but taking into account the current lack of activity progress.

(iii) Development Unclassified projects are those where there is currently an insufficient basis for concluding that there are reasonable prospects for eventual economic extraction. This is generally caused by lack of data for making an assessment, or by evaluation being at an early stage. The projects are sub-categorized as E3.2 and as F1.3, F2.1 or F2.2 based on the level of technical maturity. A project that meets all the technical requirements but does not meet current commercial thresholds is sub-categorized as F1.3. A project with unresolved technical and commercial issues is sub-categorized as F2.1. If activities are on hold, or evaluation is still to be completed, the project is sub-categorized as F2.2.

(iv) Development Not Viable projects are technically feasible projects (based on existing technology or technology currently under development), but they have been assessed as being of insufficient potential to warrant any further data acquisition activities or any direct efforts for eliminating commercial contingencies at the moment. In such cases, it can be helpful to identify and record these quantities as part of a portfolio so that in the event of a major change in commercial conditions it is possible to re-evaluate their potential for commercial development. These projects are considered to have insufficient potential for possible commercial development in the foreseeable future, and are therefore always referred to as the E3.3 sub-category in UNFC-2009. Typically, these projects will not be technically mature due to the lack of potential and can be subcategorized as F2.3. However, there can be circumstances where, for example, the project has been improved to F1.3 and the commercial circumstances changed significantly.

41. Consequently, the UNFC-2009 sub-class “Development Pending” with sub-categories E1.1 F2.1 maps to reserves of fields prepared to commercial development of A\*, B1\*, and B2\* categories in RF2013 where extraction and sale are not profitable due to external factors (unavailability of system of product transportation from the field; justified but not approved government subsidies, etc.), and evaluation of the project continues. Reserves of C1 and C2 categories of the fields under exploration, where a project with on-going activities aiming to justify development in the foreseeable future, and extraction and sale are profitable on the basis of preliminary estimates, can also be mapped to sub-categories E1.1 F2.1. The sub-class “Development Pending” with category E2 and sub-categories F1.3 and F2.1 maps to reserves of categories A\*, B1\*, and B2\* of the fields under development, which are non-profitable for recovery, but feasibility studies with a view to show reasonability of certain development project (F1.3) are already finished or the evaluation of a project with a view to justify development in the foreseeable future is ongoing. Similarly, depending on the project implementation

быть сомнений в коммерческой жизнеспособности (как упоминалось в предыдущем абзаце) и вряд ли это будет так на тот момент времени (когда проект еще находится на стадии оценки), если для этого требуются субсидии.

(ii) Задержанные проекты аналогичны проектам, ожидающим разработки, но их продвижение в сторону коммерциализации ограничивается деятельностью, которая может быть подконтрольной или неподконтрольной специалисту, выполняющему оценку. Задержанные проекты относятся к E2F2.2 и, таким образом, отражают вероятность коммерциализации, но учитывают отсутствие прогресса деятельности в настоящий момент.

(iii) Проекты с Невыясненной разработкой - это проекты, по которым в настоящий момент недостаточно оснований для выводов о разумных перспективах возможного экономически выгодного извлечения. Как правило, это связано с отсутствием данных для выполнения оценки или с начальной стадией оценки. На основании уровня технической зрелости эти проекты относятся к подкатегориям E3.2 и F1.3, F2.1 или F2.2. Проект, который отвечает всем техническим требованиям, но не соответствует текущим коммерческим порогам, относится к подкатегории F1.3. Проект с еще неразрешенными техническими и коммерческими вопросами относится к подкатегории F2.1. Если работа задержана или еще не завершена оценка, проект относится к подкатегории F2.2.

(iv) Проекты, разработка которых нежизнеспособна, это технически осуществимые проекты (на основании существующих технологий или технологий, в настоящее время находящихся в разработке), которые оценены как проекты с потенциалом, недостаточным для оправдания дальнейших работ по сбору данных или других прямых усилий по устранению непредвиденных коммерческих обстоятельств в этот момент времени. В таких случаях может быть полезным выявление и регистрация этих объемов как части портфолио с тем, чтобы в случае значительных изменений коммерческих условий можно было установить их потенциал для промышленной разработки. На дату вступления в силу эти проекты не считаются имеющими потенциал для возможной промышленной разработки, и поэтому в РКООН-2009 они всегда относятся к подкатегории E3.3. Как правило, такой проект не будет технически зрелым в силу отсутствия потенциала, и он может относиться к подкатегории F2.3. Однако возможны обстоятельства, при которых, например, проект доработан до категории F1.3, а затем коммерческие обстоятельства существенно изменились.

41. Таким образом, подклассу «Разработка ожидается» РКООН2009 с подкатегориями E1.1 F2.1 соответствуют в РФ2013 запасы категории A\*, B1\* и B2\*, подготовленных к промышленной разработке месторождений, добыча и сбыт которых не являются рентабельными исходя из внешних факторов (отсутствие системы транспорта продукции с месторождения, обоснованных, но еще не утвержденных государственных субсидий и др.) и продолжается реализация проекта. К этим же подкатегориям E1.1 F2.1 могут быть отнесены запасы категорий C1 и C2 находящихся в разведке месторождений, по которым продолжается

stage, reserves of categories C1 and C2 of the fields under exploration map to sub-categories F1.3 and F2.1.

42. In the case where there are reasonable prospects for economic extraction and sale in the foreseeable future (E2), but project implementation is on hold, the reserves of categories A\*, B1\*, and B2\* of the fields under production and C1 and C2 of the fields under exploration map to the UNFC-2009 Sub-class "Development on Hold" with Sub-category F2.2.

43. Fields under exploration with reserves of RF2013 categories C1 and C2 are mapped to both Sub-classes of the UNFC-2009 Class "Non-commercial projects". In the case where economic viability of their extraction cannot be determined due to insufficient information (sub-category E3.2), these categories of reserves should map to sub-class "Development Unclassified", and depending on the stage of the project on justification of economic viability of extraction they can be mapped to one of the categories F1.3, F2.1 and F2.2. When based on realistic assumptions of future market conditions, if it is currently considered that there are no reasonable prospects for economic extraction of reserves of these categories in the foreseeable future (sub-category E3.3), C1 and C2 reserves map to sub-class "Development Not Viable" with an appropriate sub-category F1.3, F2.1, F2.2, and F2.3, depending on the stage of the project on justification of economic viability of extraction.

#### **V. Identification of quantities defined but not classified in RF2013**

44. As noted above, UNFC-2009 separately categorizes all non-sales quantities (lease fuel, flare and losses). When needed to differentiate lease fuel and flare and losses within UNFC-2009, quantities of each non-sales type should be accounted as different product type (see UNFC-2009 Generic Specification D) and reported separately.

\*\*\*\*\*

реализация проекта с целью обоснования разработки в обозримом будущем и по которым добыча и сбыт являются рентабельным исходя из предварительных оценок. К подклассу «Разработка ожидается» с категорией E2 и подкатегориями F1.3 и F2.1 могут быть отнесены запасы A\*, B1\* и B2\* разрабатываемых месторождений, которые не являются рентабельными для извлечения, но для которых, или уже завершены исследования с целью продемонстрировать целесообразность добычи путем реализации определенного проекта разработки (F1.3) или продолжается реализация проекта с целью обоснования разработки в обозримом будущем. Аналогичным образом, в зависимости от стадии реализации проекта, запасы категорий C1 и C2 находящихся в разведке месторождений соответствуют подкатегориям F1.3 и F2.1.

42. В том случае, если существуют разумные перспективы для рентабельного извлечения и продажи в обозримом будущем (E2), но реализация проекта приостановлена категории запасов A\*, B1\* и B2\* разрабатываемых месторождений и C1 и C2 месторождений находящихся в разведке соответствуют подклассу «Разработка задерживается» РКООН2009 с подкатегорией F2.2.

43. Месторождения, находящиеся в разведке с категориями C1 и C2 в классификации РФ2013 могут относиться к обоим подклассам класса «Некоммерческие проекты» РКООН-2009. В том случае, когда экономическая целесообразность их добычи и сбыта не может быть определена из-за недостатка информации (подкатегория E3.2) эти категории запасов соответствуют подклассу «Разработка не выяснена», и, в зависимости от стадии проекта по обоснованию целесообразности добычи, могут соотноситься с одной из подкатегорий F1.3, F2.1 и F2.2. В случае, когда на основе реалистических прогнозов будущих рыночных условий в настоящее время нет перспектив для рентабельной добычи запасов этих категорий в обозримом будущем (подкатегория E3.3) запасы C1 и C2 соответствуют подклассу «Разработка нежизнеспособна» с соответствующей подкатегорией F1.3, F2.1, F2.2 и F2.3 в зависимости от стадии проекта по обоснованию целесообразности добычи.

#### **V. Выявление определенных, но не классифицированных в РФ2013 объемов**

44. Как отмечено выше, РКООН-2009 по отдельности классифицирует все нереализуемые объемы (топливо, факельный газ, потери). Когда в РКООН-2009 необходимо отделять топливо от факельного газа и потерь, объемы каждого из нереализуемых типов необходимо учитывать как разные типы продуктов (см. Общую спецификацию D) и представлять их по отдельности.

\*\*\*\*\*

