РОСНЕФТЬ

КНПК

Корпоративный научно-проектный комплекс ПАО «НК «Роснефть»

РН-КРАСНОЯРСКНИПИНЕФТЬ

Предложения по внесению изменений и разъяснений в РД ГКЗ (точность определения параметров)

Начальник управления геологии Н.Б. Красильникова

28.12.2018

Варианты внесения изменений

Утверждено
приказом Минприроды России
от 28.12.2015 № 564

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

2. Признать утратившим силу приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации России от 15 февраля 2011г. № 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).

Изменения,
которые вносятся в 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, утвержденные распоряжением Минприроды России от 1 февраля 2016 года № 3-р

Утверждено
распоряжением
Минприроды России
от 19.04.2018 № 11-р

ТРЕБОВАНИЯ
К СОСТАВУ И ПРАВИЛАМ ОФОРМЛЕНИЯ ПРЕДСТАВЛЯЕМЫХ НА ГОСУДАРСТВЕННУЮ ЭКСПЕРТИЗУ МАТЕРИАЛОВ ПО ПОДСЧЕТУ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГОРЮЧИХ ГАЗОВ

Утверждено
Приказом Минприроды России
от 15.02.2011 N 34

Утверждено
приказом Минприроды России
от 28.12.2015 № 564

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

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 сотых 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.

В «Методических рекомендациях по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов» требования к величинам и точности не приведены

Согласованность геологической и фильтрационной моделей

- РД 153-39-007-96 «Регламент по составлению проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений»,
- РД 153-39.0-047-00 «Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений»;
- Положением Компании «О проведении экспертизы проектно-технологической документации на разработку нефтяных и газовых месторождений в ОАО «НК «Роснефть» №П1-01 СЦ-050 Р-001 версия 1.00.

Согласованность геологической и фильтрационной моделей:

- начальные запасы фильтрационной модели не должны отличатся от запасов геологической модели более чем на 3%, как в целом по модели, так и по каждому подсчетному объекту в отдельности;

Требования к толщине

Размер ячейки по вертикали определяется расчлененностью, неоднородностью разреза и минимальными мощностями прослоев, которые необходимо сохранить в детальном геологическом гриде. Размеры могут изменяться от 0.2 до 1м.

Карта эффективной мощности, полученная из 3Д:

- карта должна быть геологически обоснована и соответствовать концептуальной модели;
- на карте не должно быть резких изменений мощности в межскважинном пространстве, не подтверждаемых скважинными данными;
- расхождение среднего значения Нэфф по ГИС и по карте (в разбуренной зоне) не должно превышать ± 5% относительных, иначе необходимо представить причины расхождения;

Карты нефтенасыщенных / газонасыщенных толщин:

- эффективные нефтенасыщенные (газонасыщенные) толщины в чисто нефтяной (газовой) зоне должны быть равны эффективным толщинам коллектора;
- к внешнему контуру ВНК (ГВК) изопахиты эффективных нефтенасыщенных (газонасыщенных) толщин должны плавно сходится к 0;
- расхождение по гистограмме распределения нефте(газо)насыщенной мощности по скважинам и кубу (в разбуренной зоне) должно быть не более ±5% относительных.

При толщине ≥ 10м, округление до целых, т.е. на ±0.5 м дает погрешность ± 5% относительных
При толщине <10 м округление приводит к погрешности выше ±5% относительных
Например, при толщине в 4 м округление приводит к погрешности ± 12,5%

Требования к пористости и нефтегазонасыщенности

Куб пористости:

- расхождение среднего значения коэффициента пористости по ГИС и кубу (в разбуренной зоне) не должно превышать ± 5% относительных, иначе необходимо представить причины расхождения;
- минимальное и максимальное значения пористости должны соответствовать граничным значениям пористости по принятым зависимостям;
- расхождение по гистограмме распределения пористости по скважинам и кубу (в разбуренной зоне) должно быть не более ± 5% относительных.

При пористости ≥ 10%, округление до целых, т.е. на ±0.5 % дает погрешность ± 5% относительных
При пористости <10 % округление приводит к погрешности выше ±5% относительных
Например, при пористости от 1, 6% округление до 2% приводит к погрешности в 25% относительных ; а при пористости 1,4 округление до 1% приведет к уменьшению запасов на 40%

Карта нефтенасыщенности, полученная из 3Д:

- значения нефте(газо)насыщенности при приближении к внешнему контуру ВНК должны стремиться к граничному значению нефте(газо)насыщенности;
- на карте не должно быть необоснованных резких изменений значений нефте(газо)насыщенности;
- расхождение среднего значения коэффициента нефтенасыщенности по ГИС и кубу (в разбуренной зоне) не должно превышать ± 10% относительных, иначе необходимо указать причины несоответствия;
- минимальное значение водонасыщенности не должно быть ниже значения остаточной воды (Кво).

Округление нефтенасыщенности до целых не приводит к погрешности выше ±5% относительных
Например, при нефтенасыщенности 39,6% округление до 40% приводит к погрешности всего в 1% относительный

Предложения по изменению «Требований к составу представляемых на государственную экспертизу материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов»

В разделе 20 после пункта 11) изложить абзац в следующей редакции :

12) при подсчете запасов полезных ископаемых средние подсчетные значения приводятся в следующих величинах:

- **толщина в метрах с точностью до целых при толщине превышающей 10 м, и до десятых долей м при толщине менее или равной 10м;**
- давление а 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 очностью до тысячных долей единицы);
- газосодержание – в кубических метрах на тонну;
- **коэффициент пористости – в доля х единицы с округлением до сотых долей при пористости более 10% и до тысячных долей при пористости менее или равной 10%**
- **коэффициент 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

Изменения, которые вносятся в Методические рекомендации по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденные приказом МПР и экологии РФ от 01.11.2013№477, утвержденные распоряжением Минприроды России от 01.02. 2016 года № 3-р

Дополнить «Методические рекомендации…» пунктом 93:

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

толщина в метрах с точностью до целых при толщине превышающей 10 м, и до десятых долей м при толщине менее или равной 10м;

давление а 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 очностью до тысячных долей единицы);

газосодержание – в кубических метрах на тонну;

коэффициент пористости – в доля х единицы с округлением до сотых долей при пористости более 10% и до тысячных долей при пористости менее или равной 10%

коэффициент 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

Техническая проверка вычислений

Зона насыщения	Площадь нефтеносности, тыс. м^2	Средняя нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасыщенных пород, тыс. м^3
Н	357	12	4284
ВН	1358	15	20370
Н+ВН	1715	14	24654

Зона насыщения	Площадь нефтеносности, тыс. м^2	Средняя нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасыщенных пород, тыс. м^3
Н	357	12	4284
ВН	1358	15	20370
Н+ВН	1715	=H10/F10	24654

Зона насыщения	Площадь нефтеносности, тыс. м^2	Средняя нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасыщенных пород, тыс. м^3
Н	357	12	4284
ВН	1358	15	20370
Н+ВН	1715	14	24654
Н+ВН	1715	14	24010

Зона насыщения	Площадь нефтеносности, тыс. м^2	Средняя нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасыщенных пород, тыс. м^3
Н	357	12	4284
ВН	1358	15	20370
Н+ВН	1715	14	24654
Н+ВН	1715	14	=F11*G11