

Порядок определения показателей проницаемости и эффективной нефтенасыщенной толщины пласта по залежи углеводородного сырья

1. Настоящий Порядок устанавливает единые подходы к определению показателей проницаемости и эффективной нефтенасыщенной толщины пласта по залежи углеводородного сырья.

2. Определение средних значений проницаемости и эффективной нефтенасыщенной толщины пласта для целей категорирования проектов по разработке участков недр, содержащих запасы трудноизвлекаемой нефти, производится по данным, приведенным в государственном балансе запасов полезных ископаемых.

3. В случае отсутствия этих данных в государственном балансе запасов полезных ископаемых, либо их изменения, определение средних значений проницаемости и эффективной нефтенасыщенной толщины пласта для целей категорирования проектов по разработке участков недр, содержащих запасы трудноизвлекаемой нефти, выполняется пользователем недр при подсчете (пересчете) запасов.

4. Подсчет (пересчет) запасов по залежи углеводородного сырья представляется недропользователем для проведения государственной экспертизы в установленном порядке.

5. В заключении государственной экспертизы запасов приводятся величины средней проницаемости и средней эффективной нефтенасыщенной толщины пласта по каждой залежи, содержащей запасы трудноизвлекаемой нефти.

6. Результаты государственной экспертизы запасов, в том числе и значения среднего коэффициента проницаемости и средней эффективной нефтенасыщенной толщины пласта по залежи, утвержденные в установленном порядке, вносятся пользователем недр в форму статистической отчетности № 6-гр, утвержденную приказом Росстата от 18.01.2012 № 5.

7. Результаты государственной экспертизы запасов, в том числе и приведенные в экспертном заключении значения среднего коэффициента проницаемости и средней эффективной нефтенасыщенной толщины пласта, являются основанием для внесения соответствующих изменений в государственный баланс запасов полезных ископаемых Российской Федерации.

8. В качестве параметра проницаемости используется параметр - абсолютная газопроницаемость.

9. С целью исключения влияния процента выноса и способа отбора образцов керна, средняя по залежи абсолютная газопроницаемость определяется по данным ГИС через среднюю по залежи пористость с использованием двухмерных петрофизических связей проницаемости от пористости или от пористости и других параметров (например, глинистости, сопротивления, остаточной водонасыщенности и т.п.).

10. Среднее по залежи значение показателей пористости определяется по данным геофизических исследований скважин (ГИС).

11. Петрофизические связи проницаемости от пористости строятся по данным исследования керна в соответствии с ГОСТ 26450.0-85, 26450.1-85, 26450.2-85.

12. При построении петрофизических связей $K_{пр}=f(K_{п})$ выполняются следующие требования:

- используются образцы керна, равномерно освещающие пласт по площади и разрезу и отобранные из интервалов, где вынос керна составляет не менее 75%;
- количество образцов керна для зависимости составляет не менее 30;
- образцы керна характеризуют весь диапазон изменения пористости и проницаемости;
- уравнение петрофизической связи $K_{пр}=f(K_{п})$ подбирается из условия максимального коэффициента корреляции R ;
- при $R < 0.6$ определение проницаемости по уравнению $K_{пр}=f(K_{п})$ не производится; в этом случае используются многомерные петрофизические связи проницаемости с другими параметрами (пористость, глинистость, сопротивление и др.).

13. Точность определения проницаемости $1 \cdot 10^{-4}$ мкм², при проницаемости более $1 \cdot 10^{-2}$ мкм².

14. Обоснование среднего коэффициента проницаемости представляется пользователем недр для проведения государственной экспертизы при подсчете (пересчете) запасов вместе с сертификатом аккредитации лаборатории, в которой проводились определения пористости и проницаемости по керну.

15. Определение эффективных нефтенасыщенных толщин пласта по скважинам и среднего по залежи значения эффективной нефтенасыщенной толщины пласта выполняется по данным геофизических исследований скважин (ГИС).

16. Эффективная нефтенасыщенная толщина определяется в каждой скважине по прямым качественным признакам коллектора. Если определение по прямым признакам невозможно из-за ограниченного комплекса или низкого качества диаграмм ГИС, а также сложной структуры коллектора, определение производят с использованием граничных значений фильтрационно-емкостных характеристик.

17. По результатам определения эффективной нефтенасыщенной толщины пласта в скважинах нефтяной залежи строится карта эффективной нефтенасыщенной толщины пласта.

18. При наличии обоснованной технологии прогноза геологического разреза, по данным сейсмических исследований, эта технология используется для построения карты эффективной нефтенасыщенной толщины пласта, в интерполяционной и экстраполяционной областях карты.

19. По данным построенной карты эффективных нефтенасыщенных толщин пласта определяется среднее для залежи значение эффективной нефтенасыщенной толщины пласта как средневзвешенное по площади.

20. Обоснование определения средней эффективной нефтенасыщенной толщины пласта по залежи углеводородного сырья представляется пользователем недр для проведения государственной экспертизы при подсчете (пересчете) запасов.