**МАКЕТ 1**

**Федеральное бюджетное учреждение**

 **«Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых»**

**(ФБУ «ГКЗ»)**

**Заключение государственной экспертизы № \_\_\_\_** из **от \_\_\_\_\_**

на документы и материалы **(«наименование проектного документа»**)

по технико-экономическому обоснованию коэффициентов извлечения нефти (*если на м-ии числятся запасы газа и газового конденсата, добавляем - газа и газового конденсата*)

«**Название пользователя недр**»

Лицензия: номер и дата выдачи

Приказом ФБУ «ГКЗ» от \_\_\_ 20\_\_\_ года № \_\_\_ создана комиссия по подготовке заключения государственной экспертизы по технико-экономическому обоснованию коэффициентов извлечения нефти (газа, конденсата).

г. (указывается город, где проходит экспертиза)

На рассмотрение экспертной комиссии пользователем недр представлены материалы по технико-экономическому обоснованию коэффициентов извлечения нефти (если на м-ии числятся запасы газа и газового конденсата, добавляем - газа и газового конденсата) – «**наименование проектного документа**», составленное «**проектная организация**» по состоянию изученности на 01.01.2019, ответственный исполнитель – ФИО.

**Общие сведения о месторождении**

Местоположение месторождения по административной принадлежности с указанием расстояния до ближайшей ж.-д. станции, порта или крупного населенного пункта. Для месторождений, расположенных в пределах добывающего района, указываются ближайшие разрабатываемые месторождения.

Наличие лицензии с указанием срока её действия.

Местоположение месторождения в тектоническом плане.

**Геолого-промысловая характеристика продуктивных пластов**

Сведения о нефтегазоносности месторождения.

(*ПРИМЕР*)

Промышленно нефтеносными на месторождении являются терригенные отложения нижнемелового возраста.

Всего на месторождении в трех пропластках выявлено шесть залежей нефти.

**Пласт**

Выявлено две залежи нефти: Западная и Восточная.

Западная залежь – литологически экранированная, размером 1,4×0,8 км, высотой 5 м.

Восточная залежь – литологически экранированная, размером 1,4×1,1 км, высотой 20 м.

По керну пористость определялась на 21 образце из 9 скважин, проницаемость – на 19 образцах из 8 скважин, водоудерживающая способность – на 13 образцах из 8 скважин.

Коэффициент вытеснения (Квыт) и относительные фазовые проницаемости (ОФП) приняты по данным исследований на керне Курганного и Надеждинского месторождений.

По ГИС выполнено: по 15 определений пористости, проницаемости в 6 скважинах, 13 определений нефтенасыщенности в 6 скважинах.

Гидродинамические исследования на установившихся режимах (ИК) проведены в двух скважинах.

При проектировании параметры пористости и нефтенасыщенности приняты по ГИС, проницаемость – по керну.

Свойства нефти изучены по трем глубинным пробам из двух скважин и четырем поверхностным пробам из трех скважин. Дегазированная нефть легкая, маловязкая, малосернистая, высокопарафинистая, малосмолистая.

Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов месторождения приведена в **таблице 1**.

**Сведения о запасах углеводородов**

Последнее утверждение запасов всего месторождения. Дата утверждения запасов по отдельным объектам пересчета и орган, проводивший экспертизу (номер протокола и экспертного заключения).

Представленный проектный документ выполнен на запасы УВС, числящиеся на государственном балансе по состоянию на 01.01.2019. (если в текущем году был оперативный подсчет запасов, добавляем /с учетом оперативных изменений/).

**Действующий проектный документ на разработку месторождения**

Наименование проектного документа, номер и дата протокола ЦКР, утвержденный со следующими технологическими решениями:

**Состояние разработки**

Год открытия месторождения, год ввода в промышленное освоение, в пробную эксплуатацию.

Накопленная добыча, текущий КИН, обводненность, фонд скважин, энергетическое состояние залежей, анализ проект/факт, анализ выполнения проектных решений. Указываются основные причины имеющихся расхождений проектных и фактических показателей разработки. Приводятся сведения об использовании растворенного газа.

**Построение геолого-фильтрационных моделей продуктивных пластов месторождения**

Какой программный комплекс использовался при построении геологической модели и при гидродинамическом моделировании. Для месторождений, находящихся в разведке привести результаты статистических способов определения коэффициентов извлечения

**Принципиальные положения рассматриваемого проектного документа**

По представленному месторождению (залежам) в целом необходимо указать следующие данные:

-количество выделенных эксплуатационных объектов;

-выбор рекомендуемого варианта разработки и его технологические показатели;

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 с выделением категорий запасов на основании расчетов по геолого-гидродинамической модели.

По выделенным эксплуатационным объектам (залежам) и месторождению в целом анализируются расчетные значения коэффициентов извлечения УВС, полученные для рекомендованного варианта разработки. Производится их сопоставление со значениями коэффициентов извлечения, числящимися на государственном балансе, анализируются причины их изменения.

**Экономическое обоснование варианта, рекомендуемого к применению**

Для месторождения в целом формируется один рекомендуемый вариант разработки, являющийся совокупностью рекомендуемых вариантов разработки каждого ЭО, характеризующихся наилучшим интегральным показателем Топт(i).

Основные технико-экономические показатели разработки месторождения в целом представлены в **таблице 2.**

***Выводы экспертизы : (формируется в виде 3-х разделов)***

1. ***Мнение экспертизы о геолого-физической изученности и обосновании предложенного авторами значения коэффициента вытеснения.***
2. ***Мнение экспертизы о состоянии разработки месторождения, мнение экспертизы о качестве ГДМ***
3. ***Мнение экспертизы об обосновании технико-экономических показателей разработки месторождения (****обоснованность выбора объектов разработки; оценка количества предложенных вариантов разработки объектов, сравнение вариантов по применению способов и агентов воздействия на пласт, систем размещения и количества скважин,* *по рациональному использованию пробуренного фонда скважин, темпов и уровней отбора УВС, вариантов ГТМ на прирост добычи, применения методов интенсификации добычи углеводородов и повышения коэффициента извлечения УВС пластов, включая методы увеличения нефтеотдачи, газоотдачи, конденсатоотдачи, обоснованность рекомендуемых извлекаемых запасов и коэффициентов извлечения. Мнение экспертизы об экономической оценке эффективности вариантов разработки месторождения, оценка рентабельно извлекаемых запасов УВС и соответствующих коэффициентов извлечения, анализ чувствительности.*

**После обсуждения и обмена мнениями экспертная комиссия решила:**

**1.** На государственном балансе (если в текущем году был оперативный подсчет запасов, добавляем /с учетом оперативных изменений/) по \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ месторождению числятся в следующих количествах по категориям:

 - остаточные геологические запасы нефти (таблица 3),\*

- остаточные геологические запасы газа газовой шапки и газового конденсата (таблица 3);\*

- остаточные геологические запасы свободного газа и газового конденсата (таблица 3)\*.

\* пишется согласно наличию данного УВС на месторождении

 **2.** Рекомендовать РОСНЕДРА к утверждению по \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ месторождению в следующих количествах по категориям:

 - остаточные извлекаемые запасы нефти, растворенного газа (таблица 3);\*

- остаточные извлекаемые запасы газа газовой шапки и газового конденсата (таблица 3);\*

- остаточные извлекаемые запасы свободного газа и газового конденсата (таблица 3).\*

\* пишется согласно наличию данного УВС на месторождении

- расчетные коэффициенты извлечения нефти, газа газовой шапки (свободного газа, конденсата) на основании заключения экспертной комиссии ФБУ «ГКЗ» на документы и материалы «**наименование проектного документа**» (таблица 3): \* пишется согласно наличию данного УВС на месторождении

**3.** Состояние и изменение остаточных извлекаемых запасов углеводородов \_\_\_\_\_\_\_\_\_ месторождения приведено в таблице 3:

**4.** Состояние и изменение остаточных рентабельно извлекаемых запасов углеводородов \_\_\_\_\_\_\_\_\_ месторождения приведено в таблице 3 (в ППЭ, ДППЭ пункт отсутствует):

**5. Рекомендовать** **«Недропользователь»**:

- обеспечить выполнение программы ГТМ и исследовательских работ месторождения в полном объеме и в установленные сроки;

- при бурении скважины осуществить отбор керна, глубинных и поверхностных проб нефти с последующим проведением лабораторные исследований с целью уточнения коллекторских свойств и физико-химических свойств пластовых флюидов;

- обеспечить проведение современных промыслово-геофизических и гидродинамических исследований по контролю за выработкой запасов нефти, текущей нефтенасыщенностью, характером обводнения пластов, энергетическим состоянием залежей;

- уточнять трехмерные геологическую и фильтрационную модели месторождения с учетом новой геолого-геофизической информации, полученной в соответствии с выполненной программой исследовательских работ и геолого-промысловыми работами;

- отразить изменения состояния извлекаемых запасов углеводородного сырья \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ месторождения в отчетной форме 6-гр за 2019 год по графе «переоценка» в соответствии с таблицами 3 (пункт отсутствует в ППЭ, ДППЭ в случае, если КИН без изменений).

- в последний год периода пробной эксплуатации, на основе уточненной трехмерной геолого-фильтрационной модели, представить подсчет запасов и новый проектный технологический документ на разработку \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ месторождения (обязательный пункт только для ППЭ и ДППЭ);

**6. Рекомендовать** **ФГБУ «Росгеолфонд»** по результатампроведенной государственной экспертизы извлекаемых запасов внести изменения в государственный баланс запасов полезных ископаемых Российской Федерации по \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ месторождению, изменения отразить в графе «переоценка» (табл. 3).

Руководитель экспертной комиссии

Секретарь экспертной комиссии

Эксперты:

Сверивший цифры утвержденных запасов