Приложение 2

**Примечание:**

1. Приведенный ниже макет экспертного заключения в плане структуры (разбивка на разделы), выводов эксперта по каждому из разделов и в целом по технологическая части ПТД является **обязательным** к исполнению.
2. Способ и стиль изложения материала по выделенным разделам **условны и могут быть видоизменены** на усмотрение эксперта, в том числе в соответствии с особенностями рассматриваемых месторождений.
3. Любые дополнительные выводы и рекомендации эксперта **приветствуются**.
4. **Дополнение к экспертному заключению** должно составляться также по приведенному макету.

**ЭКСПЕРТНОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ** **на документы и материалы по технико-экономическому обоснованию коэффициентов извлечения УВС, представленные в отчете**

**«Название отчета».   
Технологическая часть.**

**Недропользователь:** ООО «Газнефть»

**Исполнитель отчета**: ООО «НИПИгазнефть»

На экспертизу переданы следующие материалы:

* Отчет «Название отчета»;
* Лицензии перечислить и дополнения к лицензиям;
* Протокол утверждения запасов УВС (протокол ГКЗ №Х от ХХ.ХХ.ХХХХ и т.п.);
* Протокол действующего проектного технологического документа (протокол Х нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС №ХХХХ от ХХ.ХХ.ХХХХ);
* Протокол НТС ООО «Газнефть»;
* Реферат;
* Письмо-согласование ПТД с другими недропользователями;
* Письмо-разрешение от Роснедр (без модели, повторное составление ППЭ и т.п.);
* форма 6-гр по нефти, газу;
* и т.д. в соответствии с тем, что использовано экспертом при работе.

***Обязательно обращать внимание на Справку Недропользователя по добыче, любые корректировки добычи УВС должны быть обоснованы в отчете***

***Эксперт отмечает:***

1. ***Указать комплектность материалов достаточна для проведения государственной экспертизы, чего не хватает, какие дополнительные материалы необходимы.***
2. ***Указать соответствует ли отчет по содержанию и оформлению Правилам подготовки техпроектов (наличие всех глав, таблиц, табличных и графических приложений).***
3. ***Указать качество изложения материалов в отчете, наличие технических ошибок, позволяет ли содержание отчета принять решение об обоснованности предлагаемых решений и извлекаемых запасов.***

**ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ**

\_\_\_\_\_\_\_\_ нефтяное/газовое/нефтегазоконденсатное (тип месторождения указывается в соответствии с государственным балансом запасов полезных ископаемых) месторождение находится на территории \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ области, в \_\_ км к западу от г. \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_. Расстояние от ближайшего российского побережья \_\_ км. Глубины моря в районе месторождений составляют \_\_ м.

Лицензия \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ от \_\_.\_\_.\_\_\_\_, выдана ОАО «\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_» (\_\_\_\_\_\_, Российская Федерация, \_\_\_\_\_\_\_\_ область, г. \_\_\_\_\_\_\_, ул. \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_, д. , телефон (\_\_\_\_) \_\_-\_\_\_) на срок до \_\_.\_\_.\_\_\_\_. (Приводятся все действующие лицензии на месторождении.

***Эксперт отмечает по разделу:***

1. ***Указать степень развитости инфраструктуры района месторождения (например, Месторождение расположено в районе с развитой /не развитой / слабо развитой инфраструктурой).***
2. ***Указать год открытия и ввода месторождения в разработку, либо в пробную эксплуатацию.***
3. ***Перечисляются ближайшие разрабатываемые месторождения.***
4. ***Если ПТД составлен только на часть месторождения (на определенные ЛУ, объекты разработки), то делается отметка об этом с указанием соответствует ли такой подход Правилам подготовки технических проектов разработки месторождений УВС.***
5. ***Отметить есть ли существенные ограничения для разработки месторождения с позиций промышленной освоенности региона, особенностей обустройства месторождения и других природных и климатических условий. Указать факторы ограничивающие полное освоение запасов, наличие участков с ограничениями на ведение деятельности, связанной с добычей полезных ископаемых. Например, около 30% площади месторождения находится под городскими постройками.***
6. ***Указать другие особенности конкретного месторождения (морское, отсутствие потребителей, объединение или разукрупнение месторождений и т.п.).***

**ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА**

**ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ**

\_\_\_\_\_\_\_\_\_ месторождение находится в \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ нефтегазоносном районе \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ нефтегазоносной области \_\_\_\_\_\_нефтегазоносной провинции.

Тектонически \_\_\_\_\_\_\_\_ месторождение приурочено к \_\_\_\_\_\_\_ свода – структуре \_\_\_\_ порядка, расположенной в пределах \_\_\_ мегасвода.

Промышленно нефтеносными / газоносными на месторождении являются терригенные / карбонатные отложения \_\_\_\_ свиты/горизонта \_\_\_\_ возраста (пласт 1) и т.д.

Всего на \_\_\_\_\_\_\_\_ месторождении выявлено \_\_\_ залежей нефти / газа в \_\_\_\_ пластах. Залежи совпадают в плане / не совпадают / совпадают частично.

***Эксперт отмечает по разделу:***

1. ***Указать изменилось ли представление о количестве и фазовом составе залежей относительно действующего проектного документа.***
2. ***Указать какими методами изучено месторождение, в том числе указать объем новых исследований за межпроектный период. Например, Строение месторождения изучено по материалам сейсморазведки 2D и 3D (объем и годы проведения сейсмических работ), результатам бурения \_\_ поисковых, \_\_ разведочных и \_\_ эксплуатационных скважин. Осуществлен отбор керна, проведены стандартные и специальные исследования, выполнен комплекс ГИС, проведены ГДИС, отбирались пробы УВ. За межпроектный период проведена переинтерпретация сейсмики 3D, отобраны пять глубинных проб нефти и т.д.***
3. ***Указать какими методами изучены фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов. Например, Фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов изучены по керну, данным ГИС и результатам проведенных ГДИ.***
4. ***Указать как приняты основные параметры (пористость, нефтенасыщенность, проницаемость и т.п.) при проектировании. Например, При проектировании параметры пористости и нефтенасыщенности приняты по данным ГИС. Проницаемость принята по ГИС для пласта 1, а также по ГДМ на основе значений, полученных при исследовании керна для пластов 2 и 3.***
5. ***Осветить степень изученности по керновым данным по пластам (сколько скважин пробурено с отбором керна, проходка с отбором керна, вынос керна, % от проходки, в том числе в пределах эффективных нефтенасыщенных толщин и т.п.). Стандартными исследованиями керна охарактеризованы все / не все продуктивные пласты, специальные исследования керна по определению Квыт и ОФП проведены для всех пластов / для конкретных пластов.***
6. ***Указать каким образом обоснованы Квыт по пластам (на основании собственных исследований керна, по региональной зависимости, по аналогии и т.п.), сделать вывод об обоснованности принятых значений и качестве принятого значения Квыт для текущей стадии разработки. Расчетным путем проверить представленное обоснование Квыт по пластам.***
7. ***Указать произошли ли изменения параметров проницаемости, функции ОФП, капиллярных давлений, смачиваемости, деформационных свойств породы и Квыт принятых при проектировании по сравнению с действующим ПТД, и чем эти изменения обусловлены (появление новых исследований керна, изменение зависимостей, привлечение данных других одновозрастных пластов месторождений-аналогов и т.п.).***
8. ***Оценить принятые в работе петрофизические зависимости пористости и проницаемости, в том числе граничные значения пористости и проницаемости.***
9. ***Осветить степень изученности физико-химических свойств УВС (количество глубинных, поверхностных проб, забракованных проб, привлечение данных месторождений-аналогов). Дать характеристику качества пластовых флюидов.***
10. ***Дать оценку количества и качества (достоверности) проведенных ГДИ по определению фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов.***
11. ***При привлечении для проектирования данных пластов аналогов необходимо оценить адекватность применяемых аналогий.***
12. ***Сделать общий вывод о состоянии изученности месторождения (удовлетворительное состояние, низкая степень изученности, достаточное для проектирования на данной стадии, соответствует статусу проектного документа и т.п.) и равномерности по площади и разрезу, указать какие залежи и пласты требуют дальнейшего доизучения и т.п.).***

**СВЕДЕНИЯ О ЗАПАСАХ УГЛЕВОДОРОДОВ**

Работа выполнена на запасы УВС, числящиеся на государственном балансе запасов полезных ископаемых Российской Федерации по состоянию на 01.01.202\_

или

числящиеся на государственном балансе запасов полезных ископаемых Российской Федерации по состоянию на 01.01.202\_ с учетом оперативных изменений в 20\_\_ году по пластам 1, 2 и 6.

или

прошедшие государственную экспертизу в 20\_\_ г. в рамках пересчета запасов УВС. Запасы УВС будут поставлены на государственный баланс запасов полезных ископаемых Российской Федерации по состоянию на \_\_.\_\_.20\_\_ г.

***Эксперт отмечает по разделу:***

1. ***Указать на какие запасы представлен ПТД (например, только в пределах одного недропользователя и т.п.).***
2. ***Делается отметка о наличии на месторождении запасов нераспределенного фонда недр.***
3. ***Указать к какой группе относится месторождение по величине начальных извлекаемых запасов и сложности геологического строения. Например, По величине запасов месторождение относится к очень мелким,   
   по геологическому строению – к сложным.***
4. ***Делается вывод о степени разведанности запасов и соответствии ее статусу представленного документа.***
5. ***Делается вывод о качестве запасов на месторождении (многопластовое, многозалежное месторождение, высокая расчлененность, большой этаж нефтеносности, невыдержанность толщин и коллекторских свойств по площади и разрезу, наличие зон замещения, низкопроницаемые коллектора, наличие контактных запасов по газу или воде, высоковязкие нефти, доманиковые отложения, низкая начальная нефтенасыщенность и т.п.).***
6. ***Кратко даются сведения о причинах изменения геологических запасов УВС и геологического строения месторождения при совместном рассмотрении ПТД с ПЗ или ОПЗ по сравнению с геологической основой в действующем ПТД.***
7. ***Приводится информация о наличии на месторождении полностью выработанных залежей.***

**ИСТОРИЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ**

Всего на разработку \_\_\_\_\_\_\_\_ месторождения составлено \_\_\_\_ проектных технологических документов.

Технологическая схема разработки / Технологический проект разработки согласован в 20\_\_\_ году (протокол указывается секция полностью ЦКР Роснедр по УВС № от \_\_.\_\_.20\_\_).

Действующим проектным технологическим документам является «***Название проектного документа***», составленный ООО «\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_» (протокол указывается секция полностьюЦКР Роснедр по УВС №\_\_\_от \_\_.\_\_.20\_\_) со следующими основными положениями:

* + выделение двух эксплуатационных объектов: \_\_\_ (перечислить названия объектов в точном соответствии с действующим проектным документом, см. постановляющая часть утвержденного протокола ЦКР);
  + применение следующих систем разработки:

– **объект 1** – размещение скважин по равномерной / неравномерной треугольной сетке (\_\_\_х\_\_\_ м) / однорядное размещение скважин (\_\_\_х\_\_\_ м), применение приконтурного / законтурного / очагового заводнения.

* **объект 2 и т.д.**

**По месторождению в целом:**

Общий фонд скважин – \_\_\_, в том числе \_\_ добывающих (из них две горизонтальных), \_\_ нагнетательных, \_\_ наблюдательных, \_\_ ликвидированных, \_\_ водозаборных.

Фонд скважин для бурения всего – \_\_, в том числе \_\_ добывающих (из них \_\_ горизонтальных), \_\_ нагнетательных, \_\_ наблюдательных, \_\_ водозаборных.

Внедрение оборудования ОРД – \_\_ скв.-операции.

Внедрение оборудования ОРЗ – \_\_ скв.-операции.

Накопленная добыча нефти – \_\_\_ тыс. т, свободного газа – \_\_\_млн м3, газа газовых шапок – \_\_\_млн м3, конденсата – \_\_\_ тыс.т , КИН/КИГ/КИК – \_\_\_\_.

Проведение ОПР по испытанию по \_\_\_\_ технологий на объекте \_\_ в период 20\_\_-20\_\_ годы.

***Эксперт отмечает по разделу:***

1. ***Указать актуальность представленной работы, не противоречит ли статус работы требованиям регламентирующих документов. Особо обратить внимание на составление ПТД по упрощенной схеме (согласно какому пункту Правил подготовки технических проектов применена упрощенная схема и по каким объектам разработки).***
2. ***Указать выполнение Недропользователем условий лицензионных соглашений.***
3. ***Отмечается наличие и причины отклонений свыше допустимых фактической добычи УВС от проектных уровней, а также отклонений от проектных значений по вводу новых скважин, действующему добывающему и нагнетательному фонду также свыше допустимых.***
4. ***Дается оценка работе недропользователя по вводу в эксплуатацию нового и неработающего фонда и соблюдению темпов и сроков разбуривания месторождения.***
5. ***Отмечается выполнение / не выполнение / частичное выполнение / перевыполнение утвержденной программы ГТМ по видам, объемам и эффективности выполненных мероприятий по отношению к запроектированным.***
6. ***Делается общий вывод по выполнению недропользователем основных положений утвержденного проектного документа (с учетом выполнения программ доразведки и исследовательских работ и ввода неработающего фонда скважин).***
7. ***Дается оценка выполнения недропользователем ОПР, полученных результатов и даются рекомендации по промышленному внедрению испытанных технологий.***

**СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ**

Месторождение открыто в \_\_\_\_ году, введено в промышленную разработку в \_\_\_\_ году. (Подразумевается год начала добычи в соответствии с технологической схемой / технологическим проектом разработки при отсутствии технологической схемы разработки).

В разработке находятся \_\_ эксплуатационных объекта: указать какие, что соответствует основным положениям действующего проектного документа. (В противном случае указываются объекты, не введенные в разработку/ досрочно введенные и причины такого состояния. Названия объектов приводится в точном соответствии с действующим проектным документом, см. постановляющая часть утвержденного протокола ЦКР)

Основная добыча нефти на месторождении в 20\_\_ году обеспечивалась объектом \_\_\_ – \_\_\_ тыс. т (\_\_\_%).

По состоянию на 01.01.20\_\_ пробурено \_\_ скважин, реализация проектного фонда составляет \_\_%. Характеристика фонда скважин приведена в **таблице 4.**

По состоянию на 01.01.20\_\_ накопленная добыча нефти составляет \_\_\_ тыс. т. Отбор нефти от НИЗ составляет \_\_\_%, текущий КИН – \_\_\_. Накопленная добыча жидкости составляет \_\_\_ тыс. т. В пласты закачано \_\_\_ тыс. м3 воды, накопленная компенсация составляет \_\_\_%, текущая компенсация – \_\_\_%. Накопленная добыча растворённого газа составляет \_\_\_ млн м3. Использование растворённого газа в 20\_\_ году составило \_\_\_%.

По состоянию на 01.01.20\_\_ накопленная добыча свободного газа составляет \_\_\_ млн м3. Отбор свободного газа от НИЗ составляет \_\_\_%, текущий КИГ – \_\_\_. Накопленная добыча конденсата свободного газа составляет \_\_\_ тыс. т, текущий КИК – \_\_. В пласты закачано \_\_\_ тыс. м3 газа, накопленная компенсация составляет \_\_\_%, текущая компенсация – \_\_\_%.

По состоянию на 01.01.20\_\_ накопленная добыча газа газовых шапок составляет \_\_\_ млн м3. Отбор газа газовых шапок от НИЗ составляет \_\_\_%, текущий КИГ – \_\_\_. Накопленная добыча конденсата газа газовых шапок составляет \_\_\_ тыс. т, текущий КИК – \_\_. В пласты закачано \_\_\_ тыс. м3 газа, накопленная компенсация составляет \_\_\_%, текущая компенсация – \_\_\_%. (Показатели выработки (отбор от НИЗ, текущие коэффициенты извлечения рассчитываются на вновь утвержденные запасы, представленные в ПТД).

Максимальный уровень добычи нефти / газа был достигнут в 20\_\_ году – \_\_ тыс. т при темпе отбора от НИЗ – \_\_% и обводнённости – \_\_%. *Либо* Месторождение находится на стадии разбуривания, максимальный уровень добычи нефти / газа пока не достигнут.

***Эксперт отмечает по разделу:***

1. ***Указывается соответствует ли количество разрабатываемых объектов проектным решениям. Указать причины отставания с вводом или наоборот досрочного ввода объектов. Соблюдены ли условия разработки объектов схеме выделения объектов в утвержденном проектном документе (совместная эксплуатация, внедрение оборудования ОРЭ и т.п.).***
2. ***Делаются выводы по реализации и использованию недропользователем пробуренного фонда скважин.***
3. ***Отметить эффективность применяемой системы разработки и выработки запасов по площади и разрезу, в том числе по данным гидродинамического моделирования (карты, характеризующие состояние выработки запасов, профили выработки запасов).***
4. ***Отметить эффективность применяемой на месторождении системы ППД и используемого вытесняющего агента.***
5. ***Дать оценку энергетического состояния залежей объектов месторождения.***
6. ***Для газовых и газоконденсатных месторождений оценивается сопоставление проектных и фактических пластовых давлений и запасов, определенных объемным методом с оцененными по матбалансу (при отборе газа более 30%).***
7. ***Обязательно отмечать сезонную эксплуатацию месторождения и остановки месторождения в силу различных ограничений.***
8. ***Обязательно отмечать наличие объектов, разрабатываемых с опережающим обводнением продукции скважин и высоким газовым фактором и принимаемые меры по снижению объемов попутно добываемой воды и газа соответственно.***

**ПРИНЦИПИАЛЬНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ РАССМАТРИВАЕМОГО ПРОЕКТНОГО ДОКУМЕНТА**

Цель работы – \_\_\_ указать в соответствии со статусом ПТД и текущего состояния разработки.

На месторождении выделено \_\_\_ эксплуатационных объектов (только при наличии различных по фазовому состоянию объектов указываем из них \_\_ нефтяных, \_\_ газовых и \_\_ газоконденсатных): Объект 1 (пласт 1, пласт 2 указываются учетные объекты, числящиеся на государственном балансе включенные в данный объект, либо учетные объекты, которые планируется поставить на государственный баланс в случае ОПЗ или ПЗ), Объект 2 (пласт 3, пласт 4).

Для **объекта 1** рассмотрено \_\_\_ вариантов разработки помимо базового. Приводится принцип формирования вариантов по объекту с указанием системы разработки в зависимости от размещения скважин и вида воздействия, например:

Базовый вариант предусматривает разработку объекта действующим фондом скважин по состоянию на 01.01.20\_\_.

Вариант 1 предполагает реализацию утвержденных решений действующего проектно-технологического документа, адаптированных к текущей геологической основе. Предусмотрена площадная пятиточечная система размещения скважин с расстоянием между скважин 500 м и подконтурная закачка воды.

Вариант 2 предполагает уплотнение сетки скважин варианта 1 путем бурения наклонно-направленных скважин. Предусмотрена трехрядная система размещения скважин с расстоянием между скважин 400 м, между рядами 300 м с внедрением оборудования ОРД с объектом 3 и водогазовое воздействие.

Вариант 3 предполагает уплотнение сетки скважин варианта 2 путем бурения дополнительных боковых стволов / замену бурения наклонно-направленных скважин на горизонтальные (горизонтальный участок – \_\_ м), проведение ГРП в добывающих скважинах при освоении и т.д.

Для **объекта 2** **и т.д.**

Работа выполнена по упрощенной схеме согласно пункту 3.2.15 / 3.3.10 «Правил подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья» (приказ Минприроды России №639 от 20.09.2019). Учитывая вышеизложенное, для объектов 3 и 4 рассмотрено по одному варианту разработки, предусматривающим реализацию проектных решений действующего проектно-технологического документа.

Для объекта 1 выделяется участок опытно-промышленных работ на период 20\_\_-20\_\_ годы для опробования технологии *указать какой.*

***Эксперт отмечает по разделу:***

1. ***Указывается цель представленной работы.***
2. ***Отмечается обоснованность выделения эксплуатационных объектов, в случае изменения выделения эксплуатационных объектов указываются причины.***
3. ***Указать достаточно ли количество рассмотренных вариантов для обоснования извлекаемых запасов, соответствует ли количество вариантов требованиям Правил подготовки технических проектов разработки месторождений УВС.***
4. ***Кратко указать принцип формирования вариантов по объектам и соответствует ли он требованиям Правил подготовки технических проектов (наличие базового варианта, соответствие варианта 1 варианту действующего проектного документа, необходимость варианта на «перегиб» и т.п.).***
5. ***Дать оценку основных исходных характеристик прогнозных вариантов разработки (режим разработки, система размещения скважин, расстояние между скважинами, тип скважин, длина горизонтального участка скважин, плотность и шаг сетки скважин, коэффициенты фильтрационных сопротивлений А и В, забойные давления, давление на входе в УКПГ, УППГ, магистральный газопровод, предельное давление на устье при отключении добывающих газовых скважин, коэффициент использования эксплуатационного фонда скважин, коэффициент эксплуатации действующего фонда скважин)и критериев отключения скважин.***
6. ***Дать оценку эффективности предлагаемых проектных решений (технологии и рабочие агенты для воздействия на пласт, динамика ввода новых скважин по объектам и месторождению в целом, дебиты новых скважин, срок разработки и т.п).***
7. ***Дать оценку прогнозной эффективности применяемых методов интенсификации добычи и повышения газо- нефтеотдачи пластов.***
8. ***Отдельно осветить запланированные опытно-промышленные работы (цель и актуальность, период проведения, план работ по годам, ожидаемые результаты (в том числе расчетные показатели разработки по участкам ОПР), программу исследовательских работ на период ОПР).***

**ХАРАКТЕРИСТИКА ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ И КОЭФФИЦИЕНТОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ УВС**

***Эксперт отмечает по разделу:***

1. ***Оценить полученные результаты расчетов по вариантам (КИН и НИЗ в том числе рентабельные, соотнесение полученных значений КИН с КИН, полученными другими методами (аналогии, статистические и др.), кратность запасов, накопленную добыча на скважину и т.п.***
2. ***Оценить обоснованность выбора рекомендуемых вариантов по объектам.***
3. ***Оценить изменение и причины изменений извлекаемых запасов и КИН, в том числе рентабельных по сравнению с утвержденными.***

**РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖЕНИЯ  
И ПРОГРАММА ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ РАБОТ**

***Эксперт отмечает по разделу:***

1. ***Дается оценка работы недропользователя в межпроектный период по доразведке месторождения и выполнению утвержденной программы исследовательских работ (выполнена / не выполнена / выполнена частично / перевыполнена).***
2. ***Отмечается выполнение / невыполнение / частичное выполнение утвержденной программы по контролю разработки месторождения (ПГИ, ГДИ, контроль текущей газо- и нефтенасыщенности, контроль технического состояния фонда, специальные исследования и т.п.).***
3. ***Дается оценка предлагаемой программы работ по доизучению месторождения в соответствии со стадией разработки (достаточна / требует доработки / избыточна).***
4. ***Делается отметка о соответствии предлагаемой программы работ по контролю разработки требованиям действующих нормативных документов.***
5. ***Для проектов пробной эксплуатации и дополнений к ним обязательно оценивается предлагаемая программа работ на период пробной эксплуатации, позволит ли она получить исчерпывающие сведения по объектам/пластам/залежам для подготовки технологической схемы разработки и перевести месторождение в разряд разрабатываемых. Оцениваются сроки пробной эксплуатации на соответствие требованиям регламентирующих документов, в том числе правомерность использования условных годов на прогноз. Оценить все ли объекты вовлекаются в пробную эксплуатацию и изучаются в период пробной эксплуатации.***

**ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ УВС**

***Эксперт отмечает по разделу:***

1. ***Дается оценка выполненного в работе анализа фактических режимов эксплуатации скважин и их соответствия проектным и расчетным параметрам, приведенным в отчете.***
2. ***Делается вывод о техническом состоянии пробуренного фонда скважин. Отмечается наличие неработающего фонда скважин и причин простоя скважин. Дается оценка предлагаемой программы по вводу в эксплуатацию неработающего фонда скважин.***
3. ***Делается вывод об обоснованности предлагаемых способов и технологических параметров эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования.***
4. ***В случае реализации на месторождении одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) нескольких объектов отмечается выполнен ли в работе подбор компоновок для ОРЭ, обеспечивающего контроль и регулирование процесса разработки каждого пласта.***
5. ***Указывается фактический уровень использования газа. Отмечается выполнение / не выполнение мероприятий по достижению запланированного уровня использования газа.***
6. ***Оценивается проектная степень использования растворенного газа, в случае использования растворенного газа менее 95% указывается за счет каких мероприятий и в каком году планируется нарастить уровень до 95%.***

**МЕРОПРИЯТИЯ ПО РАЦИОНАЛЬНОМУ ИСПОЛЬЗОВАНИЮ И ОХРАНЕ НЕДР, ОБЕСПЕЧЕНИЮ ТРЕБОВАНИЙ В ОБЛАСТИ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ И ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ПОЛЬЗОВАНИИ НЕДРАМИ (данный раздел включается в экспертное заключение при наличии соответствующих компетенций у эксперта)**

**ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

**Извлекаемые запасы и коэффициенты извлечения УВС по залежам и пластам \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ месторождения, представленные в документах и материалах «название отчета» по состоянию на 01.01.2022 обоснованы / не обоснованы и рекомендуются / не рекомендуются к утверждению Роснедра.**

**Представленный на государственную экспертизу проектный технологический документ «название отчета» рекомендуется / не рекомендуется к рассмотрению ЦКР Роснедр по УВС.**

**Если извлекаемые запасы не обоснованы, то обязательно указать почему.**

Например,

Представленный на государственную экспертизу отчет по содержанию не соответствует требованиям «Правил подготовки технических документов разработки месторождений углеводородного сырья», утвержденным приказом Минприроды России от 20.09.2019г. №639 (с дополнениями и изменениями).

В отчете присутствует множество технических ошибок и разночтений между таблицами и текстом, отсутствует полный набор регламентах таблиц. Оценить состояние разработки месторождения по представленной в отчете информации невозможно, соответственно принять решение об обоснованности проектных решений и извлекаемых запасов также невозможно.

Раздел по анализу разработки месторождения не включает в себя основных выводов и рекомендаций для качественного перехода к проектированию разработки и формированию проектных решений по объектам разработки.

Представленные первые варианты по объектам не соответствуют утвержденным в действующем ПТД. Последующие варианты разработки, рассмотренные в отчете, не позволяют оценить потенциал залежей и сделать обоснованный выбор рекомендуемого варианта.

В отчете не представлено достаточного обоснования значений коэффициента вытеснения (Квыт) нефти водой для проектирования.

По объектам 2 и 4 представлено по одному варианту разработки, хотя статус работы Технологический проект разработки и должно быть не менее двух вариантов, меньшее количество вариантов должно быть обосновано. В отчете отсутствуют какие-либо обоснования представления единственных вариантов по вышеназванным объектам. Рентабельные варианты разработки по данным объектам не найдены.

**Недропользователю рекомендуется:**

1. **Проверить актуальность всех используемых нормативно-правовых актов и документов в разделе 13 отчета.**
2. **Представить дополнительные материалы: указать какие.**

Например,

Представить справку о накопленной добычи УВС по состоянию на 01.01.2022.

Представить табличные приложения в реферате в соответствии с требованиям ФБУ ГКЗ.

1. **Внести изменения в отчет: приводятся замечания принципиального характера**

Например,

Отчет по форме и содержанию привести в полное соответствие с «Правилами подготовки технических документов разработки месторождений углеводородного сырья».

Дополнить отчет основными причинами изменениями геологического строения и запасов залежей и пластов.

Дополнить отчет основными выводами и рекомендациями по анализу разработки месторождения.

Представить набор вариантов, обеспечивающий возможность обоснованного выбора рекомендуемого варианта разработки, обоснования коэффициентов извлечения и извлекаемых запасов УВС.

Рассчитать дополнительные варианты по объектам 2 и 4 с целью обоснованного выбора варианта разработки.

По всем объектам разработки обводненность продукции скважин превышает 96%. Требуется усилить программу ГТМ проведением водоизоляционных и ремонтно-изоляционных работ.

Представить обоснование длины горизонтальных скважин для объекта 1.

1. **Дать пояснения относительно: (приводятся вопросы, напрямую не влияющие на принципиальные положения рассматриваемого ПТД).**

Например,

На месторождении имеется совместный фонд скважин (52 добывающие и четыре нагнетательные). Какая доля добычи из них получена? Как ведется учёт добычи УВ, какие исследования проводятся для уточнения выработки запасов по разрезу.

Следует дать пояснения, о причинах уточнения значений Квыт в межпроектный период.

Необходимо пояснить предельное отключение добывающих скважин при обводненности продукции 99%.

Необходимо дать пояснения по отсутствию бурения скважин в период 2024-2025 гг.

Уточнить текущие показатели разработки (фонд, текущие отборы, текущие КИН, дебиты по нефти и жидкости) по объектам и месторождению в таблицах 3.

Требует пояснений кратное снижение дебита жидкости переходящих скважин в период 2018-2019.

Пояснить причины остановки закачки по залежи 6 объекта 2 в 2018 году.

1. **Другие рекомендации по разработке месторождения (для включения в проект протокола ЦКР).**

Например,

Обеспечить контроль за динамикой пластового давления по залежам месторождения. В случае выявления снижения пластовых давлений в зоне отбора и приближения текущих значений пластового давления к величинам давления насыщения, усилить систему ППД.

Выполнить детальный анализ выработки запасов c использованием данных ПГИ, замеров пластовых и забойных давлений, адаптированной гидродинамической модели объекта 1 с целью выявления зон неэффективной закачки с последующим проведением по выявленным проблемным скважинам ПГИ (профилей приемистости) и мероприятий по предотвращению ухода закачиваемых вод за интервалы продуктивного пласта. По результатам уточнить необходимые объемы закачки для поддержания пластового давления

По объекту 2 провести исследования по определению текущей нефтенасыщенности с целью уточнения локализации текущих запасов нефти.

Обеспечить инструментальный контроль (методами промысловой геофизики) за работами по повышению коэффициента извлечения нефти с целью контроля полноты выработки разреза скважин.

Провести замеры газовых факторов по скважинам месторождения, выполнить анализ на базе полученных замеров и данных по текущим пластовым и забойным давлениям, привести извлекаемые запасы газа в государственном балансе в соответствие.

Обеспечить выполнение предусмотренной программы ГТМ.

Обеспечить выполнение программы исследовательских работ и доразведки в полном объеме в установленные сроки.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Эксперт ГКЗ** |  | **Иванов И.И., к.т.н.** |

Приложение 3

**Примечание:**

1. Приведенный ниже макет экспертного заключения в плане структуры (разбивка на разделы), выводов эксперта по каждому из разделов и в целом по технологическая части ПТД является **обязательным** к исполнению.
2. Способ и стиль изложения материала по выделенным разделам **условны и могут быть видоизменены** на усмотрение эксперта, в том числе в соответствии с особенностями рассматриваемых месторождений.
3. Любые дополнительные выводы и рекомендации эксперта **приветствуются**.
4. **Дополнение к экспертному заключению** должно составляться также по приведенному макету.

**ЭКСПЕРТНОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ****на документы и материалы по технико-экономическому обоснованию коэффициентов извлечения УВС, представленные в отчете**

**«Название отчета».   
Гидродинамическое моделирование.**

**Недропользователь:** ООО «Газнефть»

**Исполнитель отчета**: ООО «НИПИгазнефть»

На экспертизу переданы следующие материалы:

* Гидродинамические модели по указать количество залежам/пластам/объектам в;
* Отчет «Название отчета»;
* и т.д. в соответствии с тем, что использовано экспертом при работе.

***Эксперт отмечает:***

1. ***Указать достаточна ли комплектность материалов для проведения государственной экспертизы, чего не хватает, какие дополнительные материалы необходимы, наличие материалов непригодных для экспертизы (файлы есть, но они повреждены, не открываются). Например, Согласно отчету, созданы восемь гидродинамических моделей, на государственную экспертизу переданы только шесть. Переданные гидродинамические модели включают исходные файлы и результаты расчета истории разработки, а также прогнозные расчеты по рекомендуемым вариантам разработки. Прогнозные расчеты по остальным вариантам отсутствуют.***
2. ***Указать возможно ли идентифицировать переданные файлы / элементы моделей, рассматриваемым подсчетным объектам / объектам разработки и т.д.***
3. ***Указать соответствует ли отчет / Раздел «Цифровые модели месторождения» по содержанию и оформлению требованиям Правил подготовки техпроектов (наличие всех глав, таблиц, табличных и графических приложений). Указать качество изложения материалов в отчете, наличие технических ошибок, позволяет ли содержание отчета принять решение об обоснованности предлагаемых решений и извлекаемых запасов.***

**ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ**

Трёхмерные цифровые геологические модели \_\_\_\_ пластов \_\_\_ месторождения построены с применением программы \_\_\_\_\_\_\_\_ компании «\_\_\_\_\_\_\_».

Цифровые фильтрационные модели созданы с использованием программного комплекса \_\_\_\_\_\_\_ компании «\_\_\_\_\_\_\_».

Исходными данными для создания фильтрационных моделей послужили: данные, полученные из геологической модели; аналитические (лабораторные) данные по PVT-свойствам пластовых флюидов и ФЕС коллекторов, промысловые данные и тп.

Подготовка цифровых фильтрационных моделей выполнена в соответствии / не в соответствии с принятым РД 153-39.0-047-00.

Преобразование геологических моделей в фильтрационные выполнено с ремасштабированием / без ремасштабирования / с ремасштабированием за исключением модели объекта Р1. Укрупнение по вертикали / латерали выполнено с помощью указать. В результате общее количество ячеек геологической модели по оси Z уменьшилось в \_\_\_ раз.

Оценка качества ремасштабирования моделей в отчете иллюстрируется различными сопоставлениями (указать ГСР, интегральные и средние значения ФЕС и запасов). Расхождения параметров основных ФЕС между геологической и гидродинамическими моделями не превышают \_\_%, что соответствует / не соответствует отраслевому регламенту, поэтому в целом детальность ГДМ можно признать приемлемой / неприемлемой, а качество ремасштабирования моделей удовлетворительным / неудовлетворительным.

В ГДМ петрофизическая зависимость проницаемость-пористость в целом сохранилась / не сохранилась. Вертикальная анизотропия дифференцирована по классам пористости и песчанистости ячеек гидродинамических моделей.

По \_\_\_\_\_\_\_\_ месторождению создано четыре гидродинамических модели, что соответствует количеству выделенных объектов разработки, либо

В соответствии с рассмотренной в работе схемой выделения эксплуатационных объектов были сформированы модели, при этом модели 1 и 2 ЭО объединены в одну:

Р1 – модель основной газоконденсатной залежи

Р2u – модель, объединяющая объекты 1 и 2

Т1-4 – модель газоконденсатной залежи Т1-4 Южный купол и тд.

В состав гидродинамических моделей включены модели газосборных сетей (ГСС) на уровне скважина – ГСС – УКПГ.

Основные параметры 3Д сеток представлены в нижеследующей таблице.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Модель | DX, м | DY, м | DZ, м | NX | NY | NZ | Количество ячеек | Количество активных ячеек |
| Р1 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Р2u |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Т1-4 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| D2st |  |  |  |  |  |  |  |  |

***Эксперт отмечает по разделу:***

1. ***Приводятся данные по программным продуктам для построения моделей.***
2. ***Делается вывод о соответствии методов построения моделей действующим нормативным документам.***
3. ***Дается оценка качества ремасштабирования моделей и наличие в отчете данных наглядно это демонстрирующих.***
4. ***Делается вывод о сохранении петрофизических зависимостей и анизотропии по вертикали и латерали, присутствующей в геологических моделях и наличие в отчете материалов, подтверждающих это.***
5. ***Дается четкое описание представленных моделей в соответствии с выделенными объектами разработки. Делается вывод о возможности получения средних подсчетных параметров, запасов УВС и показателей разработки отдельно по каждому из объектов разработки / подсчетных объектов УВС в случае моделирования нескольких объектов разработки в рамках единой модели и наоборот.***
6. ***Представляется таблица геометрии сеточной области ГДМ, возможно в сопоставлении с геологическими моделями.***

**ЗАПАСЫ УВС И ПОДСЧЕТНЫЕ ПАРАМЕТРЫ**

В таблице приводится сопоставление начальных запасов УВС и подсчетные параметры по модели и представленные в отчете.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Параметр | Ед. изм. | ПЗ | ФМ |  |
| БС9 | | | | | |
| Начальные геологические запасы нефти | тыс.т |  |  |  |
| Объем нефтенасыщенных пород | тыс.м3 |  |  |  |
| Площадь нефтеносности | тыс.м2 |  |  |  |
| Ср. эфф. нефтенасыщенная толщина | м |  |  |  |
| К-т. пористости | д.ед. |  |  |  |
| К-т. нефтенасыщенности | д.ед. |  |  |  |
| БС12 | | | | | |
| Начальные геологические запасы нефти | тыс.т |  |  |  |
| Объем нефтенасыщенных пород | тыс.м3 |  |  |  |
| Площадь газоносности | тыс.м2 |  |  |  |
| Ср. эфф. газонасыщенная толщина | м |  |  |  |
| К-т. пористости | д.ед. |  |  |  |
| К-т. нефтенасыщенности | д.ед. |  |  |  |
| БС12/1 | | | | | |
| Начальные геологические запасы нефти | тыс.т |  |  |  |
| Объем нефтенасыщенных пород | тыс.м3 |  |  |  |
| Площадь нефтеносности | тыс.м2 |  |  |  |
| Ср. эфф. нефтенасыщенная толщина | м |  |  |  |
| К-т. пористости | д.ед. |  |  |  |
| К-т. нефтенасыщенности | д.ед. |  |  |  |

Подсчетные параметры и сходимость запасов удовлетворяют / не удовлетворяют требованиям отраслевых стандартов с допустимой погрешностью.

***Эксперт отмечает по разделу:***

1. ***Дается оценка по каждому объекту / залежи отклонений значений площади газо- и нефтеносности, среднего значения эффективной газо- и нефтенасыщенной толщины, среднего значения пористости, газо- и нефтенасыщенности в ГДМ и представленных в отчете в соответствии с допустимыми значениями.***
2. ***По каждой залежи дается оценка отклонений величины начальных геологических запасов в ГДМ и представленных в отчете в соответствии с допустимыми (5%). Делается общий вывод о сходимости запасов.***

**ВЫБОР ТИПА МОДЕЛИ**

Для нефтегазоконденсатных пластов \_\_\_ и \_\_\_ применена трехфазная модель летучей нефти с содержанием конденсата.

Представленные на экспертизу модели объектов 2 и 3 построены в рамках теории изотермической трехфазной фильтрации (с учетом растворенного газа в нефти).

Трехфазная постановка модели обусловлена наличием в числе исследований пластового и забойного давлений, проведенных за время эксплуатации залежей, замеров со значениями пластовых и забойных давлений ниже соответствующих давлений насыщения.

Термических методов разработки на месторождении не применяется, поэтому вполне закономерно использована изотермическая модель.

Выбор типа моделей возражений не вызывает / не корректен / требует дополнительных пояснений и соответствует / не соответствует фактическому и / или запланированному режиму разработки объектов месторождения.

***Эксперт отмечает по разделу:***

1. ***Делается вывод о корректности выбора типа используемых моделей, в том числе о необходимости построения моделей двойной среды и т.п.***

**ЗАДАНИЕ СВОЙСТВ ФЛЮИДОВ И ПОРОДЫ**

Изучение физико-химической характеристики нефти и газа на месторождении проведено по глубинным пробам и поверхностным пробам и тп. Физико-химическая характеристика свободного газа пласта \_\_ определена по результатам \_\_ комплексных газоконденсатных исследований, выполненных на \_\_ скважинах. Свойства нефти пласта \_\_ изучены по \_\_ глубинным пробам из \_\_ скважин и \_\_ поверхностным пробам из \_\_ скважин. Результаты исследований, проведённых на скважине газовой залежи \_\_ признаны некачественными. Ввиду этого, компонентный состав и свойства свободного газа приняты по аналогии с газом газовой шапки пласта \_\_ \_\_\_ месторождения, с чем можно / нельзя согласиться. В отчете подробно описана / не описана процедура анализа результатов исследований и PVT-моделирования.

Свойства нефти задавались в виде изменения коэффициента объемного расширения, вязкости и газосодержания нефти в зависимости от изменения давления для каждого региона PVT-свойств. Для описания движения флюидов в нефтяных залежах АА и АМ свойства пластовых жидкостей и породы заданы в виде констант, независящих от давления и температуры.

В целом для пластовых условий свойства нефти и газа совпадают в пределах допустимых отклонений / не совпадают с результатами исследований. В процессе моделирования свойства флюидов не менялись / менялись.

Таким образом, задание физико-химических свойств флюидов выполнено корректно / не корректно / требует дополнительных пояснений.

Сжимаемость порового объема горных пород на кернах \_\_\_\_\_\_\_ месторождения не определялась, поэтому для моделирования были использованы графики зависимости сжимаемости от пористости (по Хеллу) с учетом типа породы и глубины залегания объекта. Сжимаемость пор породы в каждой модели задана постоянной. Подход корректный.

Необоснованно, на целый порядок, а в одной из моделей на два порядка, авторы изменяют сжимаемость породы в пяти моделях. Данный параметр напрямую влияет на величину пластового давления, что ставит под сомнение достоверность расчета данного параметра в фильтрационных моделях.

***Эксперт отмечает по разделу:***

1. ***Отмечается на основании каких данных построены PVT-зависимости, используемые в расчетах (собственные исследования или аналоги). В случае привлечения аналогов делается вывод о корректности аналогов, привлекаемых для обоснования физико-химических свойств УВС.***
2. ***Оценка соответствия принятых в модели PVT-зависимостей результатам экспериментальных исследований.***
3. ***Приводится сравнение по каждому подсчетному объекту / залежи средних значений объемного коэффициента, вязкости, газосодержания, плотности УВС, начального содержания конденсата и т.п. в ГДМ и представленных в отчете.***
4. ***Делается общий вывод о корректности задания физико-химических свойств флюидов и свойств породы.***

**ЗАДАНИЕ НАЧАЛЬНЫХ И ГРАНИЧНЫХ УСЛОВИЙ**

При задании начального состояния в гидродинамических моделях использовалась равновесная инициализация. Насыщенности заданы напрямую массивами из геологической модели и уточнялись симулятором на основе капиллярно-гравитационного равновесия. Для точного воспроизведения поверхности начального ГВК в моделях пластов \_\_ и \_\_ введены регионы инициализации, что допустимо / не допустимо. Процедура инициализации моделей проведена корректно / некорректно, начальное пластовое давление и уровни ГНК / ВНК / ГВК в моделях соответствуют / не соответствуют представленным в отчете.

При моделировании пласта АВ использовалась опция уплотнения породы в виде зависимости проницаемости от пластового давления, задание вполне корректно / не корректно.

Для моделирования возможного влияния удаленной водоносной зоны в краевых ячейках или на нижней границе моделей задавался аквифер Фетковича. Объем и активность законтурной области задавались в соответствии с представлениями о геологическом строении продуктивных пластов и настраивались в ходе восстановления истории разработки. На части границ областей, где отсутствует связь с водонапорной системой, задавалось условие непроницаемости, то есть условие отсутствия потока через границу.

По скважинам задавались траектории, фактические интервалы перфорации и радиусы скважин. В качестве граничных условий для добывающих скважин объекта 1 каждый месяц задавались фактические дебиты нефти и коэффициенты эксплуатации. Для скважин дополнительно использовались скин-факторы и динамические модификаторы продуктивности, D-фактор. В качестве граничных условий для добывающих скважин объекта 2 на прогноз задавались ограничения по дебиту жидкости/газа и забойные/устьевые давления и коэффициенты эксплуатации. По скважинам сформированы VFP таблицы для получения связи устьевого и забойного давления для разного состава потока в скважине.

Для имитации ГРП/МГРП в скважинах использовался комбинированный способ, часть ГРП в скважинах задавалась в явном виде через опцию симулятора (tNavigator), а часть судя по модели в виде дополнительного вскрытия ячеек в виде схожем с работой плагина EasyFrac. С таким подходом можно / нельзя согласиться.

В моделях объектов используется модификация проницаемости в ячейках расположения скважин (в комментариях указано, что таким образом авторы моделируют ОПЗ в процессе эксплуатации и при освоении). В таком случае корректно изменять скин-фактор, множитель сообщаемости скважина-пласт в скважинах (что авторы также делают), но не проницаемость в целой ячейке размером 50 м (сложно представить, что обработка затронет площадь 25 га).

***Эксперт отмечает по разделу:***

1. ***Делается общий вывод по адекватности процедуры инициализации моделей и соответствию отметок флюидных контактов в моделях и принятых для проектирования.***
2. ***Дается оценка корректности задания водоносного горизонта.***
3. ***Дается оценка корректности задания скважин и применяемых методов моделирования ГТМ.***

**ОТНОСИТЕЛЬНЫЕ ФАЗОВЫЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ, ОСТАТОЧНЫЕ НАСЫЩЕННОСТИ И КОЭФФИЦИЕНТЫ ВЫТЕСНЕНИЯ**

ОФП для проектирования приняты по результатам исследований аналогов и скорректированы при адаптации геолого-технологической модели на историю разработки. Подбор аналогов выполнен корректно / некорректно.

Для обоснования выбора зависимости остаточной водонасыщенности для сеноманской залежи проведен анализ результатов собственного кернового материала.

Зависимость остаточной газонасыщенности для сеноманской залежи принята по результатам исследований кернового материала сеноманской залежи \_\_\_\_ месторождения-аналога, что вполне обосновано / вызывает вопросы / не обосновано. Всего выполнено \_\_ определений остаточной газонасыщенности на образцах керна.

Остаточная газонасыщенность пласта \_\_ при вытеснении водой задавалась с помощью зависимости остаточной газонасыщенности от начальной на основе статистической обработки лабораторных данных по \_\_\_, \_\_\_, \_\_\_ месторождениям, что обосновано / требует пояснений / не обосновано.

В гидродинамической модели использована опция трехточечного масштабирования относительных фазовых проницаемостей. С учетом кубов концевых точек (SWCR и SGCR).

Для учета степени неоднородности пласта по ФЕС коллекторов созданы различные регионы в зависимости от коэффициента пористости, различающиеся формой кривых относительных фазовых проницаемостей, в частности концевыми точками ОФП воды и газа при критических значениях водо- и газонасыщенности, что возражений не вызывает / требует пояснений / недопустимо.

Раздел по обоснованию ОФП выполнен авторами достаточно подробно / в отчете отсутствует и в целом к методике получения ОФП и их виду замечаний нет / есть замечания.

Функции МОФП использовались в качестве одного из инструментов адаптации динамики подъема ГВК. В целом вид МОФП корректный / требует дополнительных пояснений / не корректный.

Средние Кно и Квыт в модели соответствуют обоснованным в отчете, поэтому в целом задание ОФП и остаточных насыщенностей выполнено корректно / не корректно. Сопоставление коэффициентов вытеснения принятых при проектировании и заданных в фильтрационных моделях представлено в нижеследующей таблице. Отклонение в значениях не превышает \_\_\_\_%.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Параметр | Пласт А | | |
| Залежь 1 | Залежь 2 | В целом по пласту |
| Квыт при проектировании |  |  |  |
| Квыт в ГДМ |  |  |  |

***Эксперт отмечает по разделу:***

1. ***Делается вывод о способе задания ОФП и их виде, в том числе после процедуры модификации.***
2. ***Делается вывод о соответствии используемых в модели Квыт и коэффициентов остаточной насыщенности с принятыми для проектирования.***

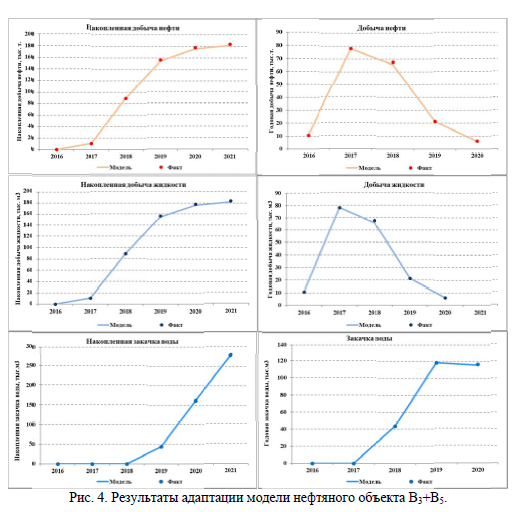
**АДАПТАЦИЯ МОДЕЛЕЙ**

При воссоздании истории разработки в ГДМ на скважинах задавались фактические интервалы перфорации, фактические отборы жидкости, нефти и закачки воды помесячно, замеренные забойные давления. Управление скважинами осуществлялось на заданном дебите жидкости/приемистости. Адаптируемыми показателями являются дебиты нефти, газа и воды, забойные и пластовые давления.

Адаптация моделей к истории разработки месторождения выполнялась путем модификации кубов абсолютной проницаемости, активности законтурной области, проводимости разломов, скин-факторов перфораций и множителя сообщаемости скважин. По залежам, где не было истории разработки, проницаемость настраивалась на результаты опробований и ГДИ. Процедура адаптации моделей подробно описана / не описана в отчете. Качество адаптации проиллюстрировано / не проиллюстрировано в отчете. Авторы иллюстрируют / не иллюстрируют качество настройки стандартными графиками и кроссплотами. Результаты адаптации приведены на нижеследующих рисунках.

Адаптация моделей выполнена / не выполнена с требуемой точностью по всем / не по всем объектам. Поскважинная настройка моделей выполнена удовлетворительно в соответствии с требованиями Временного регламента. В целом модели достаточно адекватно описывают динамику пластовых и забойных давлений и согласуются с фактическими замерами. Адаптация энергетического состояния укладывается в допустимые пределы отклонений.

Качество актуализации моделей по накопленным и текущим показателям можно считать удовлетворительным / неудовлетворительным.



***Эксперт отмечает по разделу:***

1. ***Делается вывод о правомерности и обоснованности применяемых методов адаптации истории разработки в моделях. Указываются параметры, которые корректировались при настройке моделей.***
2. ***Дается оценка достижения / не достижения требуемой точности адаптации моделей по объектам и месторождению в целом и наличия в отчете материалов наглядно это демонстрирующих.***
3. ***Делается общий вывод о качестве адаптации модели по накопленным и текущим показателям, в том числе по давлениям: удовлетворительное / неудовлетворительное.***
4. ***При наличии замечаний по адаптации моделей приводятся рисунки / карты / таблицы и т.п., демонстрирующие качество адаптации моделей.***

**ОЦЕНКА КАЧЕСТВА ПРОГНОЗА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ**

Расчет технологических показателей разработки месторождения выполнен с использованием / без использования построенных гидродинамических моделей. Прогнозные показатели, рассчитанные на моделях, удовлетворительно согласуются с динамикой показателей приведенной таблицах отчета. Извлекаемые запасы и КИН / КИГ / КИК, полученные в модели по всем / не по всем вариантам по всем / не по всем объектам хорошо согласуются / не согласуются с представленными в работе.

Большей частью прогнозные ограничения описаны / не описаны в отчете. В то же время алгоритмы управления скважинами в прогнозных расчетах, связанные с автоматическим переключением скважин, в отчете не описаны, соответственно, не вполне понятно насколько корректно с технологической точки зрения такое изменение режимов, как например на нижеследующем рисунке, а именно, изменение режимов для разных вариантов будет разное, и встанет вопрос о сопоставимости вариантов прогноза.



Кроме того, не приведено обоснования использования групповых ограничений по добыче, использованных в моделях, например, 1 и 2 ЭО.

Сопоставление расчетных показателей по объектам разработки по рекомендуемым варианту с «госпланом» представлено на рисунках. Расхождения по добыче нефти, жидкости, а также закачке воды в пределах \_\_%.

***Эксперт отмечает по разделу:***

1. ***Делается вывод о качестве прогноза технологических показателей разработки и соответствии модельных результатов расчета показателям, приведенным в отчете. Обязательно отмечаются расхождения в процентах по конкретным вариантам (не только по рекомендуемым) и объектам.***
2. ***Дается оценка расчета вариантов в идентичных условиях и методов, используемых в ГДМ для управления скважинами на прогноз, в том числе по соблюдению обоснованных в отчете условий выбытия скважин из эксплуатации.***
3. ***Обращать внимание на учет в моделях мероприятий из программы ГТМ, приведенной в отчете по количеству, видам, эффективности и срокам применения.***
4. ***При наличии значительных отклонений (более 5% по году) приводятся графики сравнения показателей разработки по месторождению и объектам, предлагаемые к утверждению с рассчитанными на ГДМ (добыча нефти, газа, конденсата, жидкости, закачка агента, в том числе накопленные и другие в зависимости от специфики месторождения).***

**ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

**Модели \_\_\_\_\_ месторождения, представленные в документах и материалах «название отчета» по состоянию на 01.01.2022\_ учитывают / не учитывают основные геолого-физические и технологические факторы и могут / не могут быть использованы для прогноза основных технологических показателей разработки, обоснования коэффициентов извлечения УВС и планирования ГТМ на перспективу.  Извлекаемые запасы и прогнозные показатели по всем вариантам и объектам разработки соответствуют / не соответствуют / соответствуют с незначительными отклонениями рассчитанным на ГДМ.**

**Если модель непригодна для использования или извлекаемые запасы и коэффициенты извлечения не обоснованы, то обязательно указать почему.**

Например,

Представленный на государственную экспертизу отчет по содержанию не соответствует требованиям «Правил подготовки технических документов разработки месторождений углеводородного сырья», утвержденным приказом Минприроды России от 20.09.2019г. №639 (с дополнениями и изменениями).

Представленные гидродинамические модели залежей / пластов / объектов Ивановского газонефтяного месторождения не соответствуют требованиям «Временного регламента оценки качества и приемки трехмерных цифровых геолого-гидродинамических моделей, представляемых пользователями недр в составе технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья на рассмотрение ЦКР Роснедр по УВС»:

- выявление залежей, по которым не созданы трехмерные цифровые геолого-гидродинамические модели (ГГДМ);

- несоответствие запасов УВС и подсчетных параметров в представленных трехмерных цифровых ГГДМ запасам УВС и / или подсчетным параметрам, числящимся на государственном балансе или прошедшим государственную экспертизу в текущем году (с учетом допустимых отклонений);

- несоответствие расчетных показателей разработки фактическим (с учетом допустимых отклонений);

- необоснованное применение локальных модификаций;

- необоснованное применение несоседних соединений;

- несоответствие результатов расчета прогнозных показателей разработки, полученных с помощью представленных трехмерных цифровых ГГДМ, данным, приведенным в отчете по всем вариантам (не только по рекомендуемому). Корректировка прогнозных показателей разработки по сравнению с полученными с помощью представленных трехмерных цифровых ГГДМ не допускается.

В отчете присутствует множество технических ошибок и разночтений между таблицами и текстом, отсутствует полный набор регламентах таблиц. Оценить качество построения и адаптации моделей по представленной в отчете информации невозможно, соответственно принять решение об обоснованности проектных решений и извлекаемых запасов также невозможно.

Сделать вывод об обоснованности извлекаемых запасов и КИН не представляется возможным, так как прогнозные расчеты на моделях представлены только по рекомендуемым вариантам.

На экспертизу представлены раздельные гидродинамические модели по каждому эксплуатационному объекту, что не позволяет оценить качество адаптации истории разработки по скважинам совместно эксплуатирующим два объекта разработки.

На экспертизу передан не полный комплект моделей, отсутствуют модели по объектам АВ и АЕ.

В представленных материалах отсутствуют прогнозные расчеты по вариантам 3 и 4 по объекту АВ.

Показатели разработки по вариантам 2 и 4 по объекту АВ не соответствуют представленным в отчете.

**Недропользователю рекомендуется:**

1. **Представить дополнительные материалы: указать какие**

Например,

Представить на экспертизу модели по объектам АВ и А3.

По всем объектам представить расчет по всем вариантам разработки, так как в представленных материалах представлены только расчет адаптации к истории разработки и расчет рекомендуемого варианта на прогнозный период.

Представить материалы, демонстрирующие качество ремасштабирования (гистограммы, геолого-статистические разрезы)

В графических приложениях представить карты подвижных запасов УВС на начало разработки, на дату подготовки ПТД и на конец разработки по всем вариантам с единой шкалой для каждого объекта разработки или залежи согласно пункта 6.9.2 Правил подготовки технических проектов разработки.

Необходимо привести в отчете сопоставление средних значений абсолютной проницаемости в ГДМ и принятых при проектировании по всем объектам.

Необходимо представить диаграммы ОФП для месторождений аналогов для пласта АВ.

1. **Внести изменения в отчет в части: приводятся замечания принципиального характера**

Например,

Отчет по форме и содержанию привести в полное соответствие с «Правилами подготовки технических документов разработки месторождений углеводородного сырья».

По объекту P1 технологические показатели разработки, представленные к утверждению по рекомендуемому варианту, совпадают с расчетными в гидродинамической модели до 2026 года, затем отмечается отличие в объемах добычи жидкости и закачки. Кроме того, по объекту P1 моделируется закачка полимера. В описании вариантов в отчете об этом ничего не сказано, экономические расчеты проведены без учета стоимости полимерного воздействия, таким образом выбор рекомендуемого варианта по объекту P1нельзя признать обоснованным.

Выполнить подбор аналогов по пласту АВ для создания надежного петрофизического обеспечения и достоверной оценки показателя вытеснения по критериям географической близости месторождений, одновозрастности отложений, их литологической и структурно-генетической схожести с рассматриваемыми продуктивными пластами.

По всем моделям, за исключением модели пласта 1, заданные в моделях свойства воды (вязкость, плотность, сжимаемость), а также сжимаемость породы, не соответствуют значениям, представленным в таблице 2.34 главы 2. Необходимо привести в соответствие.

Требуется дать пояснения по отклонениям Квыт в моделях от обоснованных в отчете на 24% и 18% по объектам А2 и О4. По данным объектам средний коэффициент проницаемости резко завышен и составляет 0,195 и 0,081 мкм2 по сравнению с 0,004 и 0,081 мкм2 (принятые для проектирования), что также требует обоснования.

Прогнозные расчеты по закачке воды, выполненные на фильтрационных моделях, не соответствуют представленным в отчете, необходимо пояснить причины расхождений.

В отчете отсутствуют требуемые регламентом сопоставления по оценке качества адаптации по пластовым и забойным давлениям (как в целом по залежам, так и поскважинно), авторам следует дополнить отчет.

Отмечается неудовлетворительная адаптация по забойным давлениям – более 50% действующего фонда имеют невязку фактического и расчетного забойного давления более 25%.

В случае, если объект не вводился в разработку (каширский объект), необходимо выполнять настройку моделей на результаты испытаний скважин (если таковые имеются). В представленной модели этого не сделано, пояснения в отчете отсутствуют.

Вертикальная анизотропия задана как произведение проницаемости по латерали на 0,1 и в отчете никак не обоснована, следует привести обоснование.

1. **Дать пояснения относительно: приводятся вопросы, напрямую не влияющие на принципиальные положения рассматриваемого ПТД.**

Например,

Требуется обоснование динамического изменения ограничений по добыче газа в целом по объекту АВ (GCONPROD).

Необходимо пояснить выбор типа моделей одинарной пористости и проницаемости для залежей с карбонатным типом пород.

В геологической модели выполнено литофациальное моделирование, выделены четыре индекса, 0 – неколлектор, 1 – коллектора пористого типа, 2 – трещинно-поровые, 3 – трещинного типа (низкоемкие). Необходимо объяснить, как литотипы учитываются в ГДМ и представить кубы индексов в ГДМ

Необходимо обоснование применения множителей и модификаторов проницаемости по всем представленным моделям.

Следует дополнить отчет сопоставлением экспериментально полученных и модифицированных кривых ОФП.

В разделе 4.2 необходимо привести обоснование используемой при моделировании сжимаемости породы и флюидов.

Дополнить отчет информацией об адаптации энергетического состояния моделируемых объектов.

В разделе физико-гидродинамической характеристики коллекторов следовало бы приводить результаты экспериментов и обработки экспериментов, а не «принятые в модели кривые ОФП», а в разделе по моделированию следовало бы обосновать подходы и приводить алгоритмы получения «принятых в модели ОФП». Вид «выбранных» ОФП представляется несколько сомнительным, характер зависимости для кривых по газу и конденсату существенно ухудшает выработку запасов газа/конденсата, в любом случае при проведении экспериментов в соответствии с отраслевым стандартом никак не могли быть получены кривые ОФП с значениями относительной проницаемости порядка 10-6.

1. **Другие рекомендации по разработке и моделям месторождения (для включения в проект протокола ЦКР).**

Например,

Для уточнения моделей и повышения степени их надежности, необходимо обеспечить постоянный мониторинг моделей в соответствии с получаемой промысловой и геологической информацией.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Эксперт ГКЗ** |  | **Петров П.П., д.г.-м.н.** |

Приложение 4

**Примечание:**

1. Приведенный ниже макет экспертного заключения в плане структуры (разбивка на разделы), выводов эксперта по каждому из разделов и в целом по технологическая части ПТД является **обязательным** к исполнению.
2. Способ и стиль изложения материала по выделенным разделам **условны и могут быть видоизменены** на усмотрение эксперта, в том числе в соответствии с особенностями рассматриваемых месторождений.
3. Любые дополнительные выводы и рекомендации эксперта **приветствуются**.
4. **Дополнение к экспертному заключению** должно составляться также по приведенному макету.

**ЭКСПЕРТНОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ****на документы и материалы по технико-экономическому обоснованию коэффициентов извлечения УВС, представленные в отчете**

**«Название отчета».   
Экономическая часть.**

**Недропользователь:** ООО «Газнефть»

**Исполнитель отчета**: ООО «НИПИгазнефть»

На экспертизу переданы следующие материалы:

* Отчет «Название отчета»;
* Справка о накопленной добыче УВС по состоянию на 01.01.20ХХ;
* Калькуляция себестоимости добычи УВС с выделением статей по направлениям затрат по состоянию на 01.01.20ХХ;
* Справка о средней стоимости работ по бурению скважин, промысловому обустройству, применяемых технологий повышения нефтеотдачи пластов, изоляционным работам по состоянию на 01.01.20ХХ;
* Реферат;
* и т.д. в соответствии с тем, что использовано экспертом при работе.

***Эксперт отмечает:***

1. ***Указать комплектность материалов достаточна для проведения государственной экспертизы, чего не хватает, какие дополнительные материалы необходимы.***
2. ***Указать соответствует ли отчет по содержанию и оформлению Правилам подготовки техпроектов (наличие всех глав, таблиц, табличных и графических приложений, используемых для целей экспертизы экономических аспектов проекта).***
3. ***Указать качество изложения материалов в отчете, наличие технических ошибок, позволяет ли содержание отчета принять решение об обоснованности предлагаемых решений и извлекаемых запасов.***

**ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ**

\_\_\_\_\_\_\_\_ нефтяное месторождение находится на территории \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ области, в \_\_ км к западу от г. \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_.. Расстояние от ближайшего российского побережья 180 км. Глубины моря в районе месторождений составляют 25-40 м.

Ближайшие разрабатываемые месторождения нефти от \_\_\_\_ площади расположены на расстоянии: \_\_\_ (в 140 км на восток), \_\_\_\_ (в 15 км на юго-запад), \_\_\_\_\_ (73 км на юго-запад).

Непосредственно на территории \_\_\_\_ месторождения дороги отсутствуют. Сообщение между населенными пунктами и районным центром в летний период осуществляется водным транспортом. Круглогодично транспортировка материалов и оборудования на \_\_\_\_ площадь осуществляется вертолетным транспортом. В зимнее время функционирует автомобильная дорога (зимник).

В пределах района месторождения населенных пунктов нет. Инфраструктура отсутствует. Собственные источники электроснабжения, теплоснабжения и топливоснабжения в районе месторождения отсутствуют. Месторождение расположено в районе с развитой инфраструктурой.

Лицензия на право пользования недрами ХХХ №ХХХХХ НЭ выдана ООО «Газнефть» \_\_.\_\_.\_\_\_\_ на срок до \_\_.\_\_.\_\_\_\_.

Рассматриваемый проектный документ составляется в связи с необходимостью уточнения отдельных принципиальных положений, технологических и экономических показателей разработки с учётом выявленных изменений в геологическом строении и запасах углеводородов. Проектные показатели разработки \_\_\_\_\_\_\_ месторождения будут являться основной при заключении Соглашения о разделе продукции.

***Эксперт отмечает по разделу:***

1. ***Кратко указывается география района работ, дается описание имеющейся инфраструктуры в районе месторождения.***
2. ***Кратко указываются основные сведения из истории разработки месторождения***
3. ***Указывается цель и актуальность составления представленной работы.***

**МАКРОЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ И   
РАСЧЕТ ЧИСТЫХ ЦЕН УВС**

Экономическая оценка проведена при условии реализации 50% нефти на внешнем рынке и 50% на внутреннем рынке.

В расчётах учтена реализация 90% от отбора растворённого газа по объекту 1 и всего свободного газа по объекту 2 на внутреннем рынке, остальной газ используется на собственные нужды.

Средний уровень цены на нефть марки Urals на экспортном рынке определен за период сентябрь 2020г. – август 2021г. Обменный курс российского рубля принят по данным ЦБ РФ. Средний уровень цены на нефть на экспортном рынке составил 56,92 долл./баррель, значение обменного курса российского рубля – 75,19 рублей/доллар.

Значение экспортного нетбэка с первого по четвертый прогнозный год изменяется в диапазоне 24716 – 28438 руб./т нефти.

Цена реализации растворенного и природного газа принята, по данным недропользователя и составляет 4028 руб./тыс.м3.

***Эксперт отмечает по разделу:***

1. ***Делается вывод об обоснованности макроэкономических параметров, в том числе об обоснованности макроэкономических показателей и расчета чистых цен по видам УВС.***

**СИСТЕМА НАЛОГОВ И ПЛАТЕЖЕЙ**

Экономическая оценка проведена с учётом выплаты налогов и платежей, установленных действующим законодательством. Объекты, распространяющиеся на лицензию ХМНХХХХХ НЭ согласно Налоговому кодексу Российской Федерации, подпадают под льготное налогообложение (НК РФ Глава 25.4. налог на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья). По Кропоткинскому ЛУ (ХМНХХХХХ НЭ) и Южному ЛУ (ХМНХХХХХ НР) применена действующая система налогообложения с переходом на режим НДД при достижении 80% выработанности.

Льготные коэффициенты к НДПИ по лицензии ХМНХХХХ НЭ не предусмотрены.

В 2021-2022 годах в рамках лицензии ХМНХХХХХ НР применен коэффициент, характеризующий величину запасов Кз в размере 0,741 =0,125\*2929/1000+0,375. Согласно значению предлагаемых к утверждению запасов на 01.01.2022 года с 2023 года Кз = 0,125\*2819/1000+0,375 = 0,727.

Ставка налога на прибыль – 20 %.

Ставка налога на имущество – 2,2 %.

Ставка страховых взносов в ПФР, ФСС РФ, ФФОМС – 30% от фонда оплаты труда; ставка взносов по обязательному социальному страхованию от несчастных случаев на производстве – 0,50 % от фонда оплаты труда при добыче сырой нефти и нефтяного (попутного) газа, в соответствии с 4 классом профессионального риска.

***Эксперт отмечает по разделу:***

1. ***Дается оценка корректности учета налогов, в том числе особенности налогового режима применительно к рассматриваемым лицензионным участкам, режимов НДД и СРП (приводятся основания применения режимов НДД и СРП). В том числе отмечается обоснованность применения льгот по НДПИ, налога на прибыль, имущество и т.п. в соответствии с Налоговым Кодексом РФ (в работе в описании НДПИ должны быть указаны и обоснованы начальные даты для льгот, действие которых имеет ограниченные сроки, должны быть представлены данные о запасах УВС на государственном балансе запасов полезных ископаемых на даты, которые обосновывают*** ***применение льгот по НДПИ, район добычи УВС должен быть описан со степенью подробности, позволяющей судить о применимости тех или иных территориальных льгот).***
2. ***Обязательно отмечается информация о наличии или отсутствии оснований для применения пониженных ставок налогов, тарифных льгот, в том числе другим платежам в бюджеты РФ.***
3. ***В случае реализации проекта на условиях СРП отмечается представлен ли расчет критерия раздела продукции на начало первого проектного года (в верифицируемом виде).***
4. ***При наличии вариантов с альтернативным налоговым режимом кратко приводится обоснование примененного альтернативного налогового режима.***

**ОЦЕНКА КАПИТАЛЬНЫХ, ТЕКУЩИХ И   
ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ЗАТРАТ**

Капитальные вложения на освоение Ивановского месторождения включают в себя затраты на бурение скважин, оборудование, не входящее в сметы строек и строительство объектов нефтепромыслового обустройства.

Cтоимость бурения скважин с учетом первичного монтажа/мобилизации БУ и затрат на освоение при бурении наклонно-направленной скважины составила \_\_ руб./м, наклонно-направленной скважины малого диаметра составила \_\_ руб./м, наклонно-направленная скважина с ГРП – \_\_ руб./м, горизонтальной скважины – \_\_ руб./м, горизонтальной скважины малого диаметра – \_\_ руб./м, горизонтальной скважины с МЗГРП – \_\_ руб./м. Стоимость зарезки бокового ствола составила \_\_ тыс.руб./скв.-операция, зарезки бокового ствола с горизонтальным проложением – \_\_ тыс.руб./скв.-операция. Стоимость бурения газовой скважины принята на уровне \_\_ руб./м. Стоимость перевода на другой горизонт принята на уровне \_\_ тыс.руб./скв. Стоимость радиального бурения составила \_\_ тыс.руб./скв.

Капитальные вложения в объекты нефтепромыслового обустройства рассчитывались по удельным показателям стоимости строительства введенных в эксплуатацию объектов ООО «Газнефть».

В состав объектов промыслового строительства, с учетом существующего

положения на дату расчета вошли:

- строительство и обустройство кустов скважин:

- сбор и транспорт УВС;

- технологическая подготовка;

- система ППД;

- электроснабжение;

- автодороги;

- прочие объекты.

Затраты на «природоохранные мероприятия» учтены в составе удельных на строительство объектов промобустройства. Непредвиденные расходы определяются в размере \_% от суммы затрат на объекты обустройства.

Текущие затраты, приведенные в расчетах, определялись по нормативам удельных текущих затрат и объемным технологическим показателям в разрезе статей калькуляции.

Нормативы текущих затрат определены по фактическим данным статей калькуляции Ивановского месторождения ООО «Газнефть» за 20\_\_ год, нормативы текущих затрат по природному газу определены по фактическим данным статей калькуляции Петровского месторождения-аналога.

Удельные затраты на ГТМ определялись на основе фактических данных по ООО «Газнефть» за одну скв.-операцию:

- ГРП (Гидроразрыв пласта) – \_\_ тыс.руб.;

- КГРП (кислотный гидроразрыв пласта) – \_\_ тыс.руб.;

- МЗГРП (Многозонный гидроразрыв пласта) – \_\_ тыс.руб.;

- ОПЗ (Обработка призабойной зоны) – \_\_ тыс.руб.;

- РИР (Ремонтно-изоляционные работы) – \_\_ тыс.руб.;

- Сверлящая перфорация – \_\_ тыс.руб.;

- Дострел/Перестрел – \_\_ тыс.руб.;

- ВИР (Водоизоляционные работы) – \_\_ тыс.руб.

В составе эксплуатационных расходов в статье «Прочие» учтены коммерческие расходы на транспортировку (затраты на содержание инфраструктуры внешнего транспорта) от товарного парка до коммерческого узла учета нефти АК «Транснефть».

В составе эксплуатационных затрат учтены платежи, налоги и отчисления в бюджетные и внебюджетные фонды.

В составе внереализационных расходов учтены затраты на ликвидацию нефтепромыслового оборудования и скважин. Затраты на ликвидацию нефтепромыслового оборудования рассчитаны как \_\_% от объема капитальных вложений и приведены в последнем году периода расчета. Затраты на ликвидацию скважин учтены в течение всего расчетного периода.

***Эксперт отмечает по разделу:***

1. ***Дается оценка обоснованности применяемых в расчете удельных значений капитальных, текущих и внереализационных (ликвидационных) затрат~~,~~ в том числе по сложным случаям (новые районы работ, морские месторождения, газовые месторождения и т.п.). Дается оценка корректности применяемых нормативов, стоимостных оценок, аналогов стоимости ГТМ, бурения скважин, мероприятий по реализации МУН, МУГ, МУК и их соответствия справке недропользователя.***
2. ***Проверяется наличие калькуляции себестоимости добычи УВС за последний предпроектный год с выделением статей по направлениям затрат. Дается оценка достаточности в отчете информации для обоснования нормативов, используемых для оценки текущих затрат по вариантам разработки эксплуатационных объектов.***
3. ***Делается вывод о наличии информации в отчете об исторических убытках на начало расчетов для ЛУ разрабатываемых в режиме НДД.***
4. ***Отмечается, приведена ли информация об объеме некомпенсированных затрат на начало первого расчетного года по проектам в режиме СРП.***

**ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ   
РАЗРАБОТКИ**

Для проведения технико-экономической оценки вариантов разработки месторождения выделено \_\_\_ эксплуатационных объектов, в том числе \_\_н газовый. По эксплуатационным объектам рассмотрено от \_\_\_ до \_\_\_ вариантов разработки (без учета базового варианта):

- базовые варианты предусматривают разработку действующим на 01.01.20\_\_ существующим фондом скважин объектов 1, 2 и 5;

- первые варианты предусматривают реализацию решений действующего проектного документа, актуализированных с учетом уточнения геологического строения и текущего состояния разработки объектов;

- вторые варианты предусматривают оптимизацию размещения проектных скважин, частичное уплотнение сетки скважин, замену нерентабельного бурения бурением боковых стволов, переводами с нижележащих объектов, проведением дополнительных мероприятий;

- третьи варианты предполагают уплотнение сетки скважин относительно второго варианта, дополнительные мероприятия по увеличению охвата разработкой за счет переводов с ниже и вышележащих объектов, бурения боковых стволов, выполнения геолого-технических мероприятий.

Указываются принципы выбора вариантов по всем объектам, например:По объектам 1 и 2 для реализации выбраны варианты 3 на основании максимального значения интегрального показателя оптимальности Топт. Для объекта 3 для реализации выбран вариант 1 ввиду наименьших убытков для недропользователя. Для объекта 4 для реализации выбран вариант 3, так как варианты объекта технологически связаны с вариантами объекта 1.

По месторождению в целом вариант разработки получен суммированием вариантов 3 эксплуатационных объектов 1, 2, 4 и варианта 1 объекта 3, характеризующиеся оптимальными технико-экономическими показателями.

Разработка \_\_\_\_\_ месторождения в целом при принятых в расчётах ценах и затратах обеспечивает / не обеспечивает положительное значение чистого дисконтированного дохода недропользователя.

**Объект 1**

Рассмотрено три варианта разработки эксплуатационного объекта.

Максимальным показателем Топт характеризуются вариант 2 со следующими технико-экономическими показателями: накопленная добыча нефти за проектный период по данному варианту составит \_\_ тыс. тонн, величина чистого дисконтированного дохода пользователя недр (за проектный срок при норме дисконта 10%) составит \_\_ млн рублей, дисконтированный доход государства (за проектный срок при норме дисконта 10%) составит \_\_ млн рублей.

**И т.д.**

**По** **месторождения в целом**

Общий фонд скважин – \_\_\_, в том числе \_\_ добывающих, \_\_\_ газовых, \_\_ нагнетательных, \_\_ контрольных, \_\_ водозаборных, \_\_ ликвидированных.

Фонд скважин для бурения – \_\_, в том числе \_\_ добывающих, \_\_\_ газовых, \_\_ нагнетательных (из них \_\_ с отработкой на нефть), \_\_ наблюдательных, \_\_ водозаборных.

Ввод скважин из других категорий – \_\_, из них \_\_ добывающих (в том числе \_\_ из консервации, \_\_ ликвидированных, \_\_ пьезометрических), \_\_\_ газовых (в том числе \_\_ из консервации, \_\_ из наблюдательных и \_\_ нагнетательных (\_\_ из консервации).

Фонд скважин для смены проектного назначения – \_\_, в том числе \_\_ перевод добывающих в нагнетательный фонд, \_\_ нагнетательных в добывающий фонд, \_\_ добывающих нефтяных в газовый фонд.

Внедрение оборудования ОРД – \_\_ скв.-операции.

Внедрение оборудования ОРЗ – \_\_ скв.-операции.

Бурение боковых стволов – \_\_ скв.-операций, в том числе \_\_ БГС.

За рентабельный период чистый дисконтированный доход (при дисконте 10%) составляет \_\_ млн рублей, дисконтированный доход государства (дисконт 10%) \_\_ млн рублей.

**По лицензионному участку АБВХХХХ НР:**

Общий фонд скважин – \_\_\_, в том числе \_\_ добывающих, \_\_\_ газовых, \_\_ нагнетательных, \_\_ контрольных, \_\_ водозаборных, \_\_ ликвидированных.

Фонд скважин для бурения – \_\_, в том числе \_\_ добывающих, \_\_\_ газовых, \_\_ нагнетательных (из них \_\_ с отработкой на нефть), \_\_ наблюдательных, \_\_ водозаборных.

Ввод скважин из других категорий – \_\_, из них \_\_ добывающих (в том числе \_\_ из консервации, \_\_ ликвидированных, \_\_ пьезометрических), \_\_\_ газовых (в том числе \_\_ из консервации, \_\_ из наблюдательных и \_\_ нагнетательных (\_\_ из консервации).

Фонд скважин для смены проектного назначения – \_\_, в том числе \_\_ перевод добывающих в нагнетательный фонд, \_\_ нагнетательных в добывающий фонд, \_\_ добывающих нефтяных в газовый фонд.

Внедрение оборудования ОРД – \_\_ скв.-операции.

Внедрение оборудования ОРЗ – \_\_ скв.-операции.

Бурение боковых стволов – \_\_ скв.-операций, в том числе \_\_ БГС.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – \_\_\_ тыс. т.

Расчетные технико-экономические показатели разработки вариантов разработки приведены в **таблице** 1.

***Эксперт отмечает по разделу:***

1. ***Дается оценка экономической целесообразности рассмотренных вариантов, направленных на увеличение коэффициентов извлечения УВС по сравнению с базовым вариантом (набор вариантов должен быть достаточным для демонстрации экономической логики выбора рекомендуемого варианта).***
2. ***При необходимости приводится анализ рентабельных сроков разработки эксплуатационных объектов, оценка причин завершения рентабельного периода.***
3. ***Дается оценка процедуры и обоснованности выбора рекомендуемого варианта (Топт, наибольший ЧДД, наименьший убыток, выбор варианта по технологически связанным объектам и т.д.).***
4. ***Делается вывод о корректности экономических расчетов и формы их представления.***
5. ***Отмечается изменение начальных рентабельных извлекаемых запасов и рентабельных коэффициентов извлечения УВС.***
6. ***Оценивается доказательность технико-экономической нецелесообразности самостоятельной добычи нефти, в случае представления варианта совместного извлечения УВС из скважин для нефтегазовых и нефтегазоконденсатных эксплуатационных объектов.***
7. ***Оценивается обоснованность нерентабельности разработки объектов отдельной сеткой скважин в случае решения о совместной эксплуатации пластов, выделения возвратных объектов.***
8. ***Прилагается таблица 1 – Характеристика расчетных-технико-экономических показателей рекомендуемых вариантов разработки (в соответствии с табличным приложением №47 Правил подготовки технических проектов разработки месторождений УВС).***

**АНАЛИЗ ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ**

В представленном проектном документе на разработку \_\_\_\_\_\_\_ месторождения проведен анализ чувствительности основных показателей эффективности проекта к изменению цены реализации продукции УВС на внутреннем и внешнем рынках, текущих затрат и капитальных вложений, а также добычи УВС, который показал, что наиболее существенное влияние на NPV оказывают цена реализации и добыча. При изменении показателей на 20% проектные решения являются эффективными.

***Эксперт отмечает по разделу:***

1. ***Делается краткий вывод о чувствительности показателей экономической эффективности разработки по рекомендуемому варианту разработки к изменению ключевых факторов риска (цена реализации УВС и СПГ, объектам капитальных затрат, объем текущих затрат), в случае необходимости в том числе дополнительных в зависимости от специфики рассматриваемого объекта.***

**ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

**Технико-экономическая оценка вариантов разработки с целью обоснования извлекаемых запасов и коэффициентов извлечения УВС, в том числе рентабельных по залежам и пластам \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ месторождения, представленная в документах и материалах «название отчета» по состоянию на 01.01.2022 выполнена методически верно/ не верно. Выбор рекомендуемого варианта возражений не вызывает /вызывает возражения. Рентабельные извлекаемые запасы и рентабельные коэффициенты извлечения УВС обоснованы / не обоснованы.**

***Если запасы и коэффициенты извлечения не обоснованы, то обязательно указать почему.***

Например,

Представленный на государственную экспертизу отчет по содержанию не соответствует требованиям «Правил подготовки технических документов разработки месторождений углеводородного сырья», утвержденным приказом Минприроды России от 20.09.2019г. №639 (с дополнениями и изменениями).

В отчете присутствует множество технических ошибок и разночтений между таблицами и текстом, отсутствует полный набор регламентах таблиц. Оценить корректность выбора рекомендуемого варианта по представленной в отчете информации невозможно, соответственно принять решение об обоснованности проектных решений и извлекаемых запасов также невозможно.

Раздел по экономической оценке вариантов разработки месторождения не включает в себя основных выводов.

По объектам 2 и 4 представлено по одному варианту разработки, хотя статус работы Технологический проект разработки и должно быть не менее двух вариантов, меньшее количество вариантов должно быть обосновано. В отчете отсутствуют какие-либо обоснования представления единственных вариантов по вышеназванным объектам. Рентабельные варианты разработки по данным объектам не найдены.

**Недропользователю рекомендуется:**

1. **Представить дополнительные материалы: указать какие**

Например,

Представить о средней стоимости работ по бурению скважин, промысловому обустройству, применяемых технологий повышения нефтеотдачи пластов, изоляционным работам по состоянию на 01.01.2022.

Необходимо представить все табличные приложения к отчету в табличном формате Excel в соответствии с «Правилами подготовки технических документов разработки месторождений углеводородного сырья».

2. В приложении к работе представлена справка по эксплуатационным расходам за 2021 год на \_\_\_\_\_ месторождении. Необходимо представить расчет нормативов условно-постоянных и условно-переменных эксплуатационных расходов, представленных в таблице 7.2 Главы 7.

3. При оценке эффективности учтены капитальные затраты «Дополнительные капитальные модификации для поддержания бесперебойной эксплуатации производственных объектов». Необходимо представить структуру и обоснование данных затрат.

1. **Внести изменения в отчет в части: приводятся замечания принципиального характера**

Например,

Отчет по форме и содержанию привести в полное соответствие с «Правилами подготовки технических документов разработки месторождений углеводородного сырья».

Описать какие эксплуатационные объекты на каких лицензионных участках расположены, так как помимо Ивановского месторождения на Ивановском участке недр расположены Петровское и Сидоровское месторождения.

Рассчитать дополнительные варианты по объектам 2 и 4 с целью подтверждения отсутствия рентабельного варианта разработки.

Необходимо представить обоснование удельных запасов УВС на единицу площади для обеспечения рентабельной эксплуатации скважин.

По каждому ЛУ необходимо привести данные о НИЗ на 01.01.2006г.

Для каждого ЛУ следует оценить возможность переход на режим НДД, указать год, в котором возникает право перехода на НДД и год, в котором возникает право на 20% скидку.

1. **Дать пояснения относительно: приводятся вопросы, напрямую не влияющие на принципиальные положения рассматриваемого ПТД**

Например,

Необходимо пояснить примененный подход к распределению расходов на ГТМ (часть расходов отражены в капитальных вложениях, другая их часть – в текущих затратах).

1. **Другие рекомендации (для включения в проект протокола ЦКР).**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Эксперт ГКЗ** |  | **Сидоров С.С., д.э.н., профессор** |