



Об утверждении нормативных технических документов по проведению независимой экспертизы геологических и гидродинамических моделей в рамках разрабатываемых базовых проектных документов и анализов разработки

Приказ и.о. Министра энергетики Республики Казахстан от 16 августа 2024 года № 294

В соответствии с подпунктом 2) статьи 62 Кодекс Республики Казахстан "О недрах и недропользовании", ПРИКАЗЫВАЮ:

1. Утвердить:

1) нормативный технический документ по проведению независимой экспертизы геологических моделей в рамках разрабатываемых базовых проектных документов и анализов разработки согласно приложению 1 к настоящему приказу;

2) нормативный технический документ по проведению независимой экспертизы гидродинамических моделей в рамках разрабатываемых базовых проектных документов и анализов разработки согласно приложению 2 к настоящему приказу.

2. Департаменту государственного контроля в сферах углеводородов и недропользования Министерства энергетики Республики Казахстан в установленном законодательством Республики Казахстан порядке обеспечить:

1) в течение пяти рабочих дней со дня подписания настоящего приказа направление его копии в электронном виде на казахском и русском языках в Республиканское государственное предприятие на праве хозяйственного ведения "Институт законодательства и правовой информации Республики Казахстан" Министерства юстиции Республики Казахстан для официального опубликования и включения в Эталонный контрольный банк нормативных правовых актов Республики Казахстан;

2) размещение настоящего приказа на интернет-ресурсе Министерства энергетики Республики Казахстан после его официального опубликования.

3. Контроль за исполнением настоящего приказа возложить на курирующего вице-министра энергетики Республики Казахстан.

4. Настоящий приказ вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования.

Исполняющий обязанности
Министра энергетики
Республики Казахстан

Е. Аккенженов

Приложение 1 к приказу
исполняющего обязанности
Министра энергетики
Республики Казахстан
от 16.08.2024 года № 294

Нормативный технический документ по проведению независимой экспертизы геологических моделей в рамках разрабатываемых базовых проектных документов и анализов разработки

Глава 1. Основные положения

1. Настоящий нормативный технический документ по проведению независимой экспертизы геологических моделей в рамках разрабатываемых базовых проектных документов и анализов разработки составлен в соответствии с подпунктом 2) статьи 62 Кодекс Республики Казахстан "О недрах и недропользовании" для регулирования процесса предоставления и экспертизы геологических моделей в рамках разрабатываемых базовых проектов по разведке и разработке месторождений углеводородов, предоставляемых на рассмотрение Центральной комиссии по разведке и разработке Республики Казахстан (далее – ЦКРР РК).

2. Согласно подпункту 2) пункта 81 Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239 (зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 28 июня 2018 года № 17131) ввод месторождений углеводородов в разработку допускается если построены статические геологические модели залежей углеводородного сырья для месторождений с извлекаемыми запасами до 3 миллионов тонн нефти и 3 миллиардов кубических метров сырого газа.

3. Геологическая модель, выполненная в рамках базового проектного документа и актуальная на дату составления отчета, передается на цифровом носителе либо посредством защищенных сетей файлообмена в формате программного обеспечения, на которой модель выполнена и в открытых форматах для всех необходимых свойств и параметров в ЦКРР РК вместе с отчетом базового проектного документа.

4. В случае отсутствия геологической модели, геологическая модель строится на основе имеющихся двумерных карт и данных подсчета (пересчета) запасов углеводородов, прошедшего положительную государственную экспертизу Государственной комиссии по запасам углеводородов Республики Казахстан (далее - ГКЗ РК).

5. При составлении базового проектного документа на дату позднее, утвержденного протокола Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых Республики Казахстан, такая геологическая модель создается/обновляется согласно всей имеющейся информации на дату составления базового проектного документа.

6. Экспертиза геологической модели проводится в рамках экспертизы базовых проектных документов по разработке экспертами ЦКРР РК, имеющими опыт в области компьютерного геологического моделирования.

7. По результатам экспертизы создается экспертное заключение в соответствии с представленной геологической моделью, утвержденное на балансе ГКЗ РК промышленных запасов, а также о надежности и достоверности созданной геологической модели и возможности ее использования для расчета прогнозных технологических показателей, рекомендуемого к утверждению варианта разработки месторождения углеводородов для достижения принципов и целей рационального использования недр Республики Казахстан.

Глава 2. Требования для предоставления геологической модели на экспертизу при составлении базовых проектов разработки

8. При предоставлении геологической модели в рамках составления базового проекта по разработке, автором базового проектного документа к экспертизе представляется набор данных для проведения государственной экспертизы. Проект геологической модели составляется в специализированном программном обеспечении. В проекте загружаются следующие исходные данные актуальные на дату составления:

- 1) данные по геометрии скважин (назначение скважины по фонду на дату составления отчета, координаты устьев, альтитуда стола ротора, инклинометрия скважины, забой скважины);
- 2) данные результатов интерпретации геофизических исследований скважин (кривая эффективной пористости, кривая водонасыщенности, кривая глинистости);
- 3) данные кровли и подошвы выделенных коллекторов в скважинах в виде кривой дискретной каротажной кривой с определением типа флюида интервала (неколлектор, газ, нефть, вода);
- 4) данные анализа керна по скважинам (проницаемость по воздуху, проницаемость по воде, проницаемость по газу, пористость по керну, глинистость по керну);
- 5) данные по раскрытости, длине, плотности, проницаемости (X,Y,Z) трещин/каверн в виде значений полученных при интерпретации данных Formation micro imager (далее - FMI) по каждой скважине в случае моделирования двойной среды; При наличии карстовых образовании должны быть предоставлены данные о кровле и подошве выделенных карстовых интервалов в виде дискретной каротажной кривой (флаги) с определением типа карста;
- 6) данные опробования по скважинам (интервалы опробования и результаты опробования по нефти, жидкости, газу);
- 7) данные границ отбивок кровли и подошвы продуктивных горизонтов;
- 8) результаты интерпретации данных сейсморазведки 2D/3D (глубинный домен);
- 9) поверхности основных отражающих горизонтов, приуроченных к продуктивным залежам месторождения;
- 10) 2D полигоны разломов, соответствующий каждому отражающему горизонту;

11) разломная модель представленная в виде каркаса (fault-stick) или 3D поверхности нарушений;

12) тренды использованные при петрофизическом моделировании свойств (фации, доля коллектора, пористость);

13) данные административных границ:

границы геологического отвода в виде замкнутого полигона, причем глубина указанного полигона должна быть равна максимальной разрешенной глубине согласно имеющемуся горному отводу;

границы утвержденных ГКЗ РК категорий запасов (А, В, С1, С2) в виде замкнутых полигонов по каждому подсчетному горизонту.

9. Геологическая модель (GeoGrid):

1) структурная 3D сетка геологической модели со следующими параметрами:

1.1) модель разломов;

1.2) структурные поверхности кровли и подошвы подсчетных горизонтов;

1.3) горизонты модели;

1.4) сегменты залежей;

1.5) абсолютные глубины отметок флюидных контактов (газонефтяной контакт/водонефтяной контакт/газоводяной контакт) для каждого горизонта/сегмента модели.

2) петрофизические свойства матрицы:

2.1) свойство литологии (0-неколлектор, 1- коллектор);

2.2) свойства фации в случае моделирования;

2.3) свойство доли коллектора (Net to Gross - NTG);

2.4) свойства пористости (Porosity - Poro);

2.5) свойство начальной водонасыщенности (Water saturation - Sw);

2.6) свойство проницаемости по направлению X (Permeability - PermX);

2.7) свойство проницаемости по направлению Y (Permeability - PermY);

2.8) свойство проницаемости по направлению Z (Permeability - PermZ);

2.9) свойство административного региона с кодом соответствия геологического отвода (1-в пределах, 2 – за пределами)

2.10) свойство категорий запасов с кодом соответствия каждой категории (1-А, 2-В, 3-С1, 4-С2).

При предоставлении геологической модели двойной пористости/проницаемости отдельно предоставляется в свойствах следующие параметры по трещинам/кавернам:

1) свойство флага трещин/каверн (0-матрица, 1- нематрица);

2) свойство пористости (PoroF);

3) свойство доли трещин в общем объеме (NTGF);

4) свойство водонасыщенности (SwF);

5) свойство проницаемости по направлению X (PermXF);

6) свойство проницаемости по направлению Y (PermYF);

- 7) свойство проницаемости по направлению Z (PermZF);
- 8) коэффициент взаимодействия матрицы и трещин (Sigma);
- 9) свойство административного региона с кодом соответствия геологического отвода (1-в пределах, 2 – за пределами);
- 10) свойство категорийного региона с кодом соответствия каждой категории (1-А, 2-В, 3-С1, 4-С2).

10. Гидродинамический грид (SimGrid)

- 1.1) структурная 3D сетка геологической модели со следующими параметрами:
- 1.2) модель разломов;
- 1.3) структурные поверхности кровли и подошвы подсчетных горизонтов;
- 1.4) горизонты модели;
- 1.5) сегменты залежи;
- 1.6) абсолютные глубины отметок флюидных контактов (ГНК/ВНК/ГВК) для каждого горизонта/сегмента модели.

2) петрофизические свойства матрицы:

- 2.1) свойство литологии (0-неколлектор, 1- коллектор);
- 2.2) свойства фации в случае моделирования;
- 2.3) свойство доли коллектора (NTG);
- 2.4) свойства пористости (Pogo);
- 2.5) свойство начальной водонасыщенности (Sw);
- 2.6) свойство проницаемости по направлению X (PermX);
- 2.7) свойство проницаемости по направлению Y (PermY);
- 2.8) свойство проницаемости по направлению Z (PermZ);
- 2.9) свойство административного региона с кодом соответствия геологического отвода (1-в пределах, 2 – за пределами);
- 2.10) свойство категорийного региона с кодом соответствия каждой категории (1-А, 2-В, 3-С1, 4-С2).

В случае предоставления геологической модели двойной пористости/проницаемости отдельно предоставляется в свойствах следующие параметры по трещинам/кавернам:

- 3.1) свойство флага трещин/каверн (0-матрица, 1- нематрица);
- 3.2) свойство пористости (PogoF);
- 3.4) свойство доли трещин в общем объеме (NTGF);
- 3.5) свойство водонасыщенности (SwF);
- 3.6) свойство проницаемости по направлению X (PermXF);
- 3.7) свойство проницаемости по направлению Y (PermYF);
- 3.8) свойство проницаемости по направлению Z (PermZF);
- 3.9) коэффициент взаимодействия матрицы и трещин (Sigma);

3.10) свойство административного региона с кодом соответствия геологического отвода (1-в пределах, 2 – за пределами);

3.11) свойство категорийного региона с кодом соответствия каждой категории (1-А, 2-В, 3-С1, 4-С2).

11. Отчет по геологической модели

11.1 В геологической модели должен быть подготовлен отчет, который рекомендуется наличие следующих разделов:

11.2 Общие сведения об исходных данных, включая, траекторию скважин, полноту загрузки кривых РИГИС (пористость, глинистость, доля коллектора, водонасыщенность, кривая литологии);

11.3 Представленность данными РИГИС каждой зоны модели (75% и более по траектории скважины);

11.4 Анализ данных РИГИС, включая статистику по количеству и толщине пропластков коллектора и коллектора по каждой зоне модели, статистику средних значений пористости, доли коллектора, водонасыщенности в коллекторах по зоне;

11.5 Информацию по геологическом гриде, включая кол-во разломов использованных для процесса создания сетки (gridding), общая размерность грида по I, J, K, средний горизонтальный размер ячеек, кол-во активных ячеек, кол-во сегментов, кол-во зон, отметки флюидных контактов по зонам/сегментам, гистограмму расстояний (в ячейках) между скважинами (включая проектные) по каждой зоне грида, гистограмму средней замеренной толщины ячеек по горизонтам грида и в зонах, где проводился перенос каротажа на сетку скважины (scaleup well logs);

11.6 Анализ качества построения горизонтов грида должен включать гистограммы и кросс-плоты невязок стратиграфических границ пересечения траектории скважин и модели с границами пластов, выделенными по данным, ГИС по каждому горизонту модели;

11.7 Анализ качества переноса данных РИГИС на секту скважин по кривым литологии, доли коллектора, пористости, водонасыщенности должен включать гистограммы по каждому горизонту модели и построением геолого-статистического разреза (далее – ГСР), в случае применимости ГСР, в целом по всей модели;

11.8 Анализ качества моделирования куба доли коллектора должен включать описание метода моделирования куба доли коллектора, а также качественную оценку включая, но не ограничиваясь, гистограммами по зонам модели, ГСР в целом по модели. На гистограммах и ГСР сравниваются исходные значения по РИГИС, в ячейках скважин и по свойству модели. Также приводится таблица процентного соотношения коллектор/неколлектор по РИГИС, по ячейкам в скважинах и свойству по горизонтам и в целом по модели;

11.9 Анализ качества моделирования куба доли коллектора должен включать описание метода моделирования куба доли коллектора, а также качественную оценку

включая, но не ограничиваясь, гистограммами по зонам модели, ГСР в целом по модели. На гистограммах и ГСР сравниваются исходные значения по РИГИС, в ячейках скважин и по свойству модели. Также приводится таблица средних значений доли коллектора по РИГИС, по ячейкам в скважинах и свойству по горизонтам и в целом по модели, таблица значений вариограмм при распределении свойств;

11.10 Анализ качества моделирования куба пористости должен включать описание метода моделирования, а также качественную оценку включая, но не ограничиваясь, гистограммами по зонам модели, ГСР в целом по модели (при технической возможности). На гистограммах и ГСР сравниваются исходные значения по РИГИС, в ячейках скважин и по свойству модели в коллекторе. Также приводится таблица средних значений пористости в коллекторе по РИГИС, по ячейкам в скважинах и свойству по горизонтам и в целом по модели, таблица значений вариограмм при распределении свойств (при наличии);

11.11 Анализ качества моделирования водонасыщенности включает описание метода моделирования. В описании приводятся параметры на котором строилась J-функция и обосновывается выбор параметра. Приводится обоснование выбора отметки ВНК или уровня свободной воды (далее – УСВ) при моделировании капиллярных давлений. В разделе приводится качественная оценка включая, но не ограничиваясь, гистограммы по зонам модели, ГСР в целом по модели (в случае технической возможности). На гистограммах и ГСР сравниваются исходные значения по РИГИС, в ячейках скважин и по свойству модели в коллекторе и выше принятой отметки ВНК или УСВ. Также приводится таблица средних значений водонасыщенности в коллекторе и выше ВНК или УСВ, по РИГИС, по ячейкам в скважинах и свойству по горизонтам и в целом по модели.

Описание процесса моделирования проницаемости с приведением полученных зависимостей по лабораторным данным, а также сопоставление полученных по керновым зависимостям КН (гидропроводность) с аналогичными полученными при проведении гидродинамических исследований (далее – ГДИ).

Если моделируется двойная среда, то приводится подробное описание методики моделирования, а также полученные результаты по основным параметрам вторичной среды, таким как доля вторичной среды, пористость вторичной среды, проницаемость вторичной среды, водонасыщенность вторичной среды, сигма.

Отчет начальных объемов углеводородов в условиях резервуара включает таблицу с объемами углеводородов, разделенными на регионы по горизонту, зоне насыщения, типу флюида, категории запасов, административному положению выше принятых отметок флюидных контактов. В таблице по каждому региону приводится площадь (103 m²), средняя абсолютная глубина, взвешенная по поровому объему (м), общий

объем породы (103 m³), эффективный объем породы (103 m³), эффективный поровый объем породы (103 m³), углеводородо-насыщенный эффективный поровый объем (103 m³).

В случае, когда моделируется вторичная среда приводится отчет начальных объемов углеводородов в нематрице в условиях резервуара, который включает таблицу с объемами углеводородов, разделенными на регионы по горизонту, зоне насыщения, типу флюида, категории запасов, административному положению выше принятых отметок флюидных контактов. В таблице по каждому региону приводится площадь (103 m²), средняя абсолютная глубина, взвешенная по поровому объему (м), общий объем породы (103 m³), эффективный объем породы (103 m³), эффективный поровый объем породы (103 m³), углеводородо-насыщенный эффективный поровый объем (103 m³).

Процесс ремасштабирования (далее – апскейлинг) геологического грида в гидродинамический описывается в разделе отчета. Также раздел включает сравнение ГСР начального и исходного грида по доле коллектора, пористости, проницаемости. По зонам гридов приводится сравнение общего, эффективного, порового объемов грида до апскейлинга и после.

Отчет включает графические приложения включая, но не ограничиваясь, структурными картами по кровле/подошве горизонтов с нанесением границ внешних и внутренних линий флюидных контактов, границ категорий запасов, а также административных границ. Карты эффективных толщин по каждому подсчетному горизонту с нанесением границ внешних и внутренних линий флюидных контактов, границ категорий запасов, а также административных границ. На карты наносятся существующие скважины, а также проектные скважины рекомендуемого варианта.

Глава 3. Оценка качества построения геологической модели

13. Оценка достоверности построенной геологической модели подразумевает анализ соответствия результатов моделирования исходным данным, утвержденным запасам на балансе ГКЗ РК.

13.1 Оценка качества каркаса модели (Skeleton):

проверка включения всех нарушений (разломов) согласно утвержденной ГКЗ РК тектонической модели подсчета запасов;

исключение наличия пересечений ячеек более чем одной траекторией скважины;

выбранный размер ячеек сетки обеспечивает минимум 3 ячейки между ближайшими добывающими/нагнетательными скважинами, эксплуатируемыми одновременно в указанном горизонте модели;

размерность каркаса обеспечивает сохранение правила 3 ячеек при последующими разбуривании месторождения в рамках прогнозных вариантов;

запас ячеек законтурной области обеспечивает необходимый поровый объем для задач будущего гидродинамического моделирования (минимум 5 ячеек от линии ВНК по латерали);

в случае, когда масштаб модели не обеспечивает правило 3 ячеек (большое количество добывающих скважин, большой период истории, термические модели) необходимо дополнительное обоснование для принятия такого каркаса.

13.2 Оценка качества структурных построений (Horizons).

Контроль расхождений отметок в точках скважин осуществляется сопоставлением стратиграфических границ пересечения траектории скважин в модели с границами пластов, выделенными по данным, ГИС. Расхождения не должны превышать $\pm 0,2$ м. Значение невязки может быть больше, если скважины с существенно разными значениями находятся на расстоянии меньше 3-х ячеек грида модели или в области тектонических нарушений, где существуют ограничения геометрии каркаса в силу размера ячейки грида.

Контроль качества структурных построений осуществляется просмотром структурных карт, построением карт углов наклона горизонтов структурного каркаса. Особое внимание следует обратить на структурный каркас в зонах выклинивания, вблизи тектонических нарушений, в плотно разбуренных зонах.

13.3 Оценка качества геометрии грида.

Количество и наименование горизонтов соответствует утвержденной геометрии и номенклатуре на балансе ГКЗ РК;

Количество и наименование сегментов (блоков) соответствует утвержденной геометрии и номенклатуре на балансе ГКЗ РК;

Положение флюидных контактов по горизонтам/сегментам соответствует утвержденной модели на балансе ГКЗ РК;

В случае расхождения представленного грида с утвержденным на балансе ГКЗ РК эксперт дает заключение о целесообразности такого несоответствия.

13.4 Выбор вертикального масштаба грида (Layering).

Анализируется тип расслоения зон грида и дается экспертное заключение о приемлемости выбранного подхода.

Рекомендуется использовать стратиграфическую толщину ячейки составляющую не более 0,5 м., что соответствует 3 (три) записям значений каротажа при стандартном шаге квантования. В случае если размер стратиграфической толщины ячеек составляет более 0,5 м. приводится обоснование такого подхода.

Анализ качества выбранного алгоритма расслоения проводится на дискретных кривых РИГИС с анализом распределений толщин коллекторов и неколлекторов по РИГИС и ячейкам модели в скважинах.

Толщины ячеек должны быть меньше, чем подавляющее большинство толщин пропластков по РИГИС.

13.5 Оценка качества переноса данных каротажа на ячейки вдоль траектории скважины (Scaleup well logs).

Для дискретных кривых анализируются данные РИГИС и ячеек модели, через которые прошли траектории скважин. При этом сопоставляется эффективная толщина, доля коллектора, расчлененность, толщины проницаемых прослоев. Строятся гистограммы по зонам модели, а также ГСР в целом по гриду и проводится визуальный контроль качества переноса.

Для непрерывных кривых анализируются данные результатов интерпретации ГИС и ячеек модели, через которые прошли траектории скважин. При этом анализируются минимальные, максимальные и средние значения данных кривых по РИГИС и по ячейкам в скважинах. Строятся гистограммы по зонам модели, а также ГСР, в случае применимости, в целом по гриду и проводится визуальный контроль качества переноса. Относительная погрешность по средним значениям кривой в зонах модели не должна превышать 5% от исходного среднего значения параметра по РИГИС.

Из анализа исключаются горизонтальные скважины.

В случае выявления значительных расхождений (более 5%) рекомендуется проводить анализ не только интегрально, но и по каждой скважине в отдельности.

13.6 Оценка качества построения модели коллектора (Ntg, Lito).

Свойства коллектора, установленные как стохастическими методами, так и другими, используемые как правило в коллекторах, где латеральная анизотропия высокая. Любой из методов используется при моделировании доли коллектора или типа фации с соблюдением условий качества моделирования.

Контроль качества построения свойства коллектора включает следующие пункты:

проводится общее сравнение исходных данных по ячейкам около скважины и свойства модели, включая сравнение средних значения доли коллектора или процента фации по данным апскейлиных ячеек, РИГИС и свойства модели. Строятся гистограммы по зонам модели. В случае наличия зон глинизации, скважины и объем зоны глинизации исключаются из анализа. Допустимая погрешность доли коллектора или процента фации в пределах каждой зоны грида не должна превышать 5% от исходных данных по ячейкам;

проводится анализ выбранных параметров направлений, размера по латерали и горизонтали, при обосновании радиуса анизотропии и азимута поиска;

проводится контроль вертикального строения пласта путем сопоставления ГСР по ячейкам около скважин и свойства модели. Построение ГСР необходимо осуществлять в соответствии с принятой схемой разбиения сеточной области на слои. Контролируется степень подобия кривых ГСР, сохранение цикличности, наличие глинистых перемычек, сопоставляется послойная песчаность по модели и скважинам;

проводится визуальный анализ 2D карт эффективных толщин, разрезов геологической модели. Особое внимание уделяется распределению коллектора вблизи зон замещения и выклинивания. Оценивается согласованность распределения эффективных толщин и имеющейся фациальной модели;

проводится анализ послойной латеральной связности коллекторов модели, а также наличие несвязанных со скважинами и коллекторов. В случае наличия большого количества несвязанных по латерали коллекторов эксперт делает заключение о целесообразности использованного алгоритма.

13.7 Оценка качества построения модели пористости (Poro).

Свойство пористости строится в пределах ячеек грида, указанных как коллектора. Для моделирования пористости используются как непрерывные, так и стохастические методы. Любой из методов используется при моделировании доли коллектора с соблюдением условий качества моделирования.

Контроль качества построения куба пористости включает следующие пункты:

проводится общее сравнение исходных данных по ячейкам около скважины и свойства модели, включая сравнение средних значения доли коллектора или процента фации по данным апскейлиных ячеек, РИГИС и свойства модели. Строятся гистограммы по зонам модели. В случае наличия зон глинизации, скважины и объем зоны глинизации исключаются из анализа. Допустимая погрешность доли коллектора или процента фации в пределах каждой зоны грида не должна превышать 5% от исходных данных по ячейкам;

проводится анализ выбранных параметров направлений, размера по латерали и горизонтали, при обосновании радиуса анизотропии и азимута поиска;

проводится контроль вертикального строения куба пористости в коллекторе путем сопоставления ГСР по ячейкам около скважин и свойства модели в случае технической возможности. Построение ГСР необходимо осуществлять в соответствии с принятой схемой разбиения сеточной области на слои. Контролируется степень подобия кривых ГСР, сохранение цикличности по модели и скважинам.

13.8 Оценка качества построения модели водонасыщенности (Sw).

Свойство водонасыщенности строится в пределах ячеек грида, указанных как коллектора и имеющих положительную высоту от линии принятого водяного контакта или УСВ. Для построения модели водонасыщенности строится функция зависимости водонасыщенности от пористости/проницаемости и капиллярного давления. Для построения зависимости исходные данные по водонасыщенности могут быть использованы как данные РИГИС, так и данные специальных анализов по капиллярметрии. Корректность выбора исходных данных для функции анализируется экспертом.

Контроль качества построения куба водонасыщенности проводится общее сравнение исходных данных по ячейкам около скважины и свойства модели, включая

сравнение минимальных, максимальных, средних значений водонасыщенности по данным апскейлиных ячеек, РИГИС и свойству модели, строятся гистограммы по зонам модели, так как модель водонасыщенности зависит от капиллярных давлений. Качество модели проверяется только по начальным ячейкам около скважин и рассчитанным значениям водонасыщенности этих скважин. Допустимая погрешность средней водонасыщенности в пределах каждой зоны грида по среднему значению не должна превышать 5% от исходных данных по ячейкам в скважинах.

13.9 Оценка начальных геологических запасов углеводородов.

По геологической модели подсчитываются начальные геологические запасы нефти, растворенного газа, свободного газа, конденсата и подсчетные параметры отдельно по горизонту, зоне насыщения, типу флюида, категории запасов, административному положению выше принятых отметок флюидных контактов и проводится сопоставление с запасами и подсчетными параметрами утвержденными и поставленными на балансе ГКЗ РК. В случае отклонений более 10% по каждому объекту разработки от начальных геологических запасов нефти или свободного газа (сухого) для мелких и средних месторождений и более 5% для крупных месторождений выдается заключение эксперта о целесообразности использования полученных начальных запасов для дальнейших гидродинамических расчетов.

Список сокращений:

2D – двухмерные;

3D – трехмерные;

ВНК – водонефтяной контакт;

ГВК – газоводяной контакт;

ГНК – газонефтяной контакт;

ГДИ – гидродинамические исследования;

ГДМ или SimGrid – гидродинамическая модель;

ГИС – геофизические исследования скважин;

ГКЗ РК – Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых Республики Казахстан;

ГМ или GeoGrid - геологическая модель;

ГСР - геолого-статистический разрез;

НТД - нормативный технический документ;

РИГИС - результаты интерпретации геофизических исследований скважин;

УСВ - уровень свободной воды;

ЦКРР РК - Центральная комиссия по разведке и разработке Республики Казахстан;

ФМІ - азимутальный электрический микроимиджер;

J-функция – функция Леверетта;

КН – гидропроводность.

Нормативный технический документ по проведению независимой экспертизы гидродинамических моделей в рамках разрабатываемых базовых проектных документов и анализов разработки

Глава 1. Основные положения

1. Настоящий нормативный технический документ по проведению независимой экспертизы гидродинамических моделей в рамках разрабатываемых базовых проектных документов и анализов разработки составлен в соответствии с подпунктом 2) статьи 62 Кодекс Республики Казахстан "О недрах и недропользовании" для регулирования процесса предоставления и экспертизы гидродинамических моделей в рамках разрабатываемых базовых проектов по разведке и разработке месторождений углеводородов, предоставляемых на рассмотрения Центральной комиссии по разведке и разработке Республики Казахстан (далее – ЦКРР РК).

2. Согласно пункту 160 Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр утвержденные приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239 (зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 28 июня 2018 года № 17131) гидродинамическая модель месторождения - комплекс картографических, графических, табличных и других материалов, отражающих на определенную дату состояние разработки объектов эксплуатации на месторождении. Гидродинамическую модель рекомендуется составить и использовать при проектировании и анализах разработки месторождений углеводородов с геологическими запасами нефти более 100 миллионов тонн и природного газа - более 50 миллиардов кубических метров. Данная модель может обновляться недропользователем ежегодно.

3. Гидродинамические модели, выполненные в рамках базового проектного документа и актуальные на дату составления отчета, передаются на цифровом носителе на цифровом носителе либо посредством защищенных сетей файлообмена в формате программного обеспечения, на котором они выполнены вместе с расчетными файлами прогноза, в ЦКРР РК вместе с отчетом базового проектного документа.

4. Гидродинамическая модель передается отдельно на период истории, а также отдельно по каждому рассмотренному варианту разработки в рамках представленного базового проектного документа.

Допускается построение гидродинамической модели на основе модели утвержденного подсчета (пересчета) запасов углеводородов прошедшего положительную государственную экспертизу Государственной комиссии по запасам

Республики Казахстан (далее – ГКЗ РК) без утвержденной трехмерной геологической модели.

5. Гидродинамическая модель создается на основе геолого-геофизической и промысловой информации, накопленной на дату создания отчета по подсчету запасов.

6. Экспертиза гидродинамической модели проводится в рамках экспертизы базовых проектных документов по разработке экспертами ЦКРР РК, имеющими опыт в области компьютерного геологического и гидродинамического моделирования.

7. По результатам экспертизы создается экспертное заключение о соответствии представленной гидродинамической модели утвержденным на балансе ГКЗ РК промышленным извлекаемым запасам, а также о достоверности созданной гидродинамической модели и возможности ее использования для расчета прогнозных технологических показателей рекомендуемого к утверждению варианта разработки месторождения углеводородов для достижения принципов и целей рационального использования недр РК.

Глава 2. Требования для предоставления гидродинамической модели на экспертизу при составлении базовых проектов разработки

8. В случае обязательного предоставления гидродинамической модели в рамках составления базового проекта по разработке, автором базового проектного документа к экспертизе представляется набор данных для проведения государственной экспертизы. Проект гидродинамической модели составляется в специализированном программном обеспечении. Пакет предоставляемых документов для проведения экспертизы гидродинамической модели включает:

1) проект гидродинамической модели, состоящий из скрипта модели и входных данных, написанного в открытых форматах;

2) расчетные бинарные файлы на период истории и по каждому прогнозному варианту;

3) отчет по построению гидродинамической модели (Word);

4) таблицы целевых показателей по объектам разработки и в целом по залежи в табличных приложениях (Excel).

8.1 Скрипт модели содержит:

1) данные о типе, размерности модели и свободных флюидных фазах модели; секция сетка модели (GRID) содержит данные о геометрии сетки модели, кубы статистических петрофизических свойств модели, модификаторы проницаемости, проводимости геометрии структурных нарушений и другие свойства необходимые для расчета начального порового объема и пространственной проводимости ячеек модели;

2) геометрию отчетных регионов модели по равновесию, насыщению, свойствам пластового флюида, регионам породы;

3) геометрию отчетных регионов по запасам модели в обязательном порядке соответствующую утвержденным объектам разработки и категориям запасов, а также по запасам, находящимся в пределах горного отвода;

4) данные начальной инициализации модели, включая данные для расчета начальных давлений, положений флюидных контактов, граничных условий расчета капиллярных давлений, расчета свойств породы;

5) данные фазовых проницаемостей свободных фаз, свойств пластового флюида включая давление насыщения, газосодержания, вязкость, свойств фаз в поверхностных условиях плотность;

6) данные работы скважин на месячном интервале на период истории, включая, но не ограничиваясь, подключением скважины к сетке модели, динамику добычи/закачки фаз, данные по геолого-техническим мероприятиям (далее – ГТМ);

7) данные работы скважин по прогнозным вариантам включая, но не ограничиваясь, подключение скважины к сетке модели, динамику добычи/закачки фаз, данные по ГТМ, экономическим ограничениям работы/закрытия скважины.

В случае предоставления термической модели также указывается термические и теплоемкие свойства породы и пластового флюида.

В случае предоставления модели с композиционным типом пластового флюида предоставляется компонентный состав, молярная масса, показатели взаимодействия компонентов состава и использованное уравнение состояния.

В случае предоставления модели двойной среды, дополнительно секция должна содержать геометрию грида вторичной среды, петрофизические свойства грида, относительную фазовую мобильность (проницаемость) пластовых флюидов вторичной среды.

В случае предоставления модели с применением химических рабочих агентов указываются динамические свойства жидкости закачки и породы.

8.2 Расчетные бинарные файлы.

На период истории гидродинамическая модель содержит следующие бинарные файлы:

1) период расчета включает расчет с начала разработки месторождения до даты составления проектного документа;

2) геометрию сетки в формате EGRID (формат записи сетки в файл);

3) начальные свойства в формате INIT (формат записи начальных свойств пласта и флюида);

4) расчетные динамические свойства пластового флюида на момент инициализации в пластовых условиях: плотность (нефть, газ, вода), объемный коэффициент (нефть, газ, вода), вязкость (нефть, газ, вода), газосодержание/ конденсатосодержание. При стандартных условиях: плотность (нефть, газ, вода), вязкость (нефть, газ, вода), вязкость (нефть, газ, вода);

- 5) расчетные файлы по векторам в формате (SMSPEC, UNSMRY);
- 6) расчетные динамические свойства сетки в формате (RSSPEC, UNRST);

На период прогноза модель содержит следующие бинарные файлы соответствующие каждому отдельному варианту разработки:

Период расчета отдельного варианта включает расчет с начала разработки месторождения до конца прогнозного периода варианта;

Расчетные динамические свойства пластового флюида по сетке грида на каждый шаг расчета;

Расчетные показатели динамики работы скважин по отбору/закачке флюида, а также динамике пластового/забойного давления.

8.3 Отчет по гидродинамической модели.

К предоставляемой гидродинамической модели должен быть предоставлен отчет, который рекомендуется наличие следующих обязательных разделов отчета:

1) общие сведения о модели, включая размерность модели, тип среды грида модели, тип свободных фаз модели, тип модели пластового флюида, количество скважин действующего фонда на каждый объект разработки, период расчета истории модели, период расчета прогнозных вариантов модели;

2) обоснование выбора типа модели пластового флюида, с подробным описанием свойств пластовой жидкости (нефти, газа воды) в пластовых условиях в зависимости от газосодержания, свойств пластового флюида в поверхностных условиях на условиях выбранного типа сепаратора, а также сопоставление модельных и фактических данных результатов анализа проб отбора пластового флюида;

3) обоснование выбора количества сред для описания динамических свойств. В случае применения двойной среды пористости/проницаемости обосновываются основные параметры, такие как проницаемости трещин/каверн, объем вторичной пористости, насыщенность по нефти/газу, а также параметр сигма, отвечающий за взаимодействия между средами;

4) в случае использования термической опции обосновываются основные параметры для породы, такие как теплоемкость и теплопроводность, а также динамические свойства пластовой нефти от температуры. В разделе приводятся расчетные и фактические данные анализа керна и проб пластового флюида;

5) указываются использованные модификаторы проводимостей и порового объема с обоснованием использованных отклонений от начального геологического грида;

6) приводится анализ инициализации начальных свойств насыщения, пластового давления. Производится сравнение начальных запасов углеводородов и подсчетных параметров гидродинамической модели по объектам разработки и категориям с соответствующими в геологической модели, а также с соответствующими запасами, утвержденными на балансе ГКЗ РК;

7) приводится обоснование использованных кривых фазовых проницаемостей по каждому региону насыщения и сравнение с фактическими данными специальных анализов керна по вытеснению;

8) приводится обоснование свойств пластовой воды и пластовой породы;

9) в разделе описание работы скважин приводится список действующего фонда на весь период расчета истории по объектам модели, тип скважины по фонду на дату составления проектного документа, контроль добывающей скважины на отбор пластового флюида, контроль нагнетательной скважины на закачку нагнетательного агента;

10) в разделе анализ динамики настройки отборов скважин приводится кросс-плот фактических и накопленных показателей отборов каждой скважины на период расчета истории по жидкости, нефти, воде, газу. Приводится таблица с указанием номера скважины, периода расчета истории (дни), накопленного отбора типа флюида на период истории, накопленного отбора флюида на период истории рассчитанного по модели, процентное отклонение расчетных данных от фактических;

11) в разделе анализ динамики настройки закачки скважин приводится кросс-плот фактических и накопленных показателей закачки каждой скважины на период расчета истории по закачиваемой фазе. Приводится таблица с указанием номера скважины, периода расчета истории (дни), фактической накопленной закачке каждого типа фазы на период истории, расчетной накопленной закачке типа фазы на период истории рассчитанного по модели, процентное отклонение расчетных данных от фактических;

12) в разделе описываются использованные модификаторы продуктивности скважин и барьеров в гидродинамическом гриде;

13) в разделе анализа динамики настройки давлений (динамическое забойное или устьевое) приводятся графики фактических и рассчитанных забойных давлений по добывающим/нагнетательным скважинам. На графиках указывается допустимых коридор, составляющий $\pm 20\%$ от замеренного значения забойного давления. В случае отклонения расчетных показателей от фактических, приводится анализ таких отклонений;

14) анализ динамики настройки отборов по объектам разработки/месторождению выполняется путем сопоставления динамики фактических и расчетных отборов по жидкости, нефти, газу в целом по объектам разработки на каждый шаг расчета модели. Анализ проводится как в графическом виде, так и с предоставлением таблицы выполняемой по каждому объекту разработки и месторождению, в целом содержащую шаг расчета, накопленную фактическую месячную добычу нефти, жидкости, газа, расчетную добычу нефти, жидкости, газа, процентное отклонение расчетных данных от фактических. Накопленные отборы фаз по объектам разработки расчет/история. Накопленная закачка фаз по объектам разработки расчет/история;

15) анализ расхождений по отбору жидкости, нефти, воды и газа проводится по объектам разработки путем сопоставления накопленных показателей на период истории фактических и расчетных;

16) анализ динамики настройки закачки по объектам разработки/месторождению выполняется путем сопоставления динамики фактической и расчетной закачки по типам флюида в целом по объектам разработки на каждый шаг расчета модели. Анализ проводится как в графическом виде так и с предоставлением таблицы выполняемой по каждому объекту разработки и месторождению в целом содержащую шаг расчета, накопленную фактическую закачку каждого агента, жидкости, газа, расчетную закачку каждого агента, процентное отклонение расчетных данных от фактических данных;

17) анализ расхождений по закачки фаз проводится по объектам разработки путем сопоставления накопленных показателей на период истории фактических и расчетных;

18) анализ динамики пластового давления проводится по каждому объекту разработки с указанием фактического исторического пластового давления и расчетного пластового давления в зоне отбора/закачки действующих скважин. Анализ проводится как в графическом виде, так и с предоставлением таблицы выполняемой по каждому объекту разработки и месторождению в целом. Таблица содержит шаг расчета, среднее пластовой давление по истории, среднее пластовое давление по каждому объекту разработки. Процентное отклонение показывается только по зоне отбора/закачки действующего фонда скважин. В случае значительных расхождений (20% и более) указываются причины такого отклонения;

19) анализ текущего газового фактора по каждому объекту разработки и месторождению в целом с указанием фактического исторического газового фактора и расчетного газового фактора по действующим добывающим скважинам. Дополнительно по объектам разработки указывается утвержденное начальное газосодержание;

20) анализ выработки запасов проводится на конец периода истории с указанием остаточных дренируемых запасов углеводородов по каждой категории по каждому объекту разработки и по месторождению в целом (методом простого вычисления или методами трессеров);

21) по каждому варианту разработки приводится карта расположения фактических и проектных скважин, дата включения фактической/проектной скважины на каждый объект разработки, коэффициент эксплуатации, контроль по добыче/закачке, технологические ограничения добывающих/нагнетательных скважин, экономические ограничения закрытия добывающих/нагнетательных скважин;

22) по каждому варианту по объектам и месторождению в целом приводится динамика месячной либо годовой (для месторождений с периодом прогнозирования более 50 лет) добычи жидкости, нефти, воды, закачки агента, обводненности, газового фактора, среднего пластового давления;

23) месторождению в целом приводится накопленная динамика месячной либо годовой (для месторождений с периодом прогнозирования более 50 лет) добычи, нефти, газа, коэффициенты извлечения нефти, растворенного газа, свободного газа на весь период прогноза;

24) в случае использования химических рабочих агентов обосновываются основные параметры изменения жидкости закачки и породы в динамике от концентрации агента.

Глава 3. Оценка качества построения гидродинамической модели

9. Оценка достоверности построенной гидродинамической модели выполняется экспертом по следующим основным показателям:

1) оценка качества геометрии гидродинамического грида (размерность ячеек по горизонтали, вертикали, количество активных ячеек в водоносной зоне);

2) оценка качества проведения процедуры ремасштабирования сетки геологического грида до масштаба гидродинамического;

3) оценка корректности применения типа (мертвая нефть, живая нефть, сухой газ, жирный газ, композиционная модель) модели пластового флюида;

4) оценка корректности выбора динамического типа модели (одинарная/двойная среда пористости, одинарная/двойная среда пористости проницаемости);

5) оценка корректности выбора термической опции модели (изотермическая/термическая);

6) оценка петрофизических свойств породы и относительных фазовых проницаемостей пластовых флюидов и соответствие утвержденным коэффициента вытеснения по объектам разработки;

7) оценка корректности начальных условий инициализации модели по давлению и насыщению углеводородных фаз;

8) оценка полноты загрузки данных по скважинам, траектории, перфорация, отборы /закачка флюида, забойные давления, ГТМ;

9) оценка качества настройки модели по отбору пластового флюида на период истории по объектам разработки;

10) оценка качества модели по закачке агентов на период истории по объектам разработки;

11) оценка качества настройки модели по воспроизведению фактического пластового / забойного давления по результатам ГДИС; анализ газового фактора;

12) оценка полноты и качества параметров фактических/проектных (параметры в соответствии с главой 4. Основные критерии качества геологических и гидродинамических моделей для предоставления в ЦКРР РК);

13) оценка скважин на период прогноза по условиям технических ограничений и экономических ограничений для закрытия скважин;

14) возможные рекомендации по улучшению модели в части получения дополнительных необходимых данных по данным пластового флюида, породы, замерам забойного/пластового давления;

15) возможные рекомендации по улучшению модели в части использованных подходов и методов настройки параметров для лучшего результата адаптации расчетных и исторических показателей;

16) оценка корректности выбора типа модели по зачке рабочего агента и их параметров.

Глава 4. Основные критерии для оценки качества геологических и гидродинамических моделей для предоставления в ЦКРР РК

| №п/п | Наименование | Примечание |
|------|--|------------|
| 1 | Полнота загрузки исходной информации по скважинам (координаты, траектории, РИГИС, геологические отбивки) | геология |
| 2 | Соответствие контуров горного/геологического отвода (лицензионного участка) | геология |
| 3 | Соответствие стратиграфических разбивок (отбивки) в скважинах структурным поверхностям (трендовым сейсмическим поверхностям) | геология |
| 4 | Соответствие отбивок положения флюидных контактов в скважинах флюидным контактам. Обоснование флюидных контактов. | геология |
| 5 | Качество переноса данных РИГИС на геологическую сетку модели | геология |
| 6 | Оценка качества моделирования петрофизических свойств (фации, литологии, пористость, проницаемость) | геология |
| 7 | Оценка качества моделирования водонасыщенности (данные РИГИС, капиллярометрия, J-функция) | геология |
| 8 | Сопоставление начальных подсчетных параметров модели с утвержденными ГКЗ РК | геология |
| 9 | Оценка качества перехода от статической модели к фильтрационной | разработка |
| | | |

| | | |
|----|--|------------|
| 10 | Соответствие начальных запасов углеводородов в геологических и гидродинамических моделях | разработка |
| 11 | Полнота загрузки исходной информации по скважинам (дебиты, приемистость, перфорация, события, давление) | разработка |
| 12 | Оценка качества соответствия РVT модели, построенной на фактических лабораторных экспериментах и параметрам, принятым при утверждении отчета по подсчету запасов углеводородного сырья | разработка |
| 13 | Оценка корректности принятых в модели ОФП (концевые точки), кривых капиллярного давления | разработка |
| 14 | Оценка качества воспроизведения ГДМ модели по отборам жидкости по группе скважин или по объекту разработки | разработка |
| 15 | Оценка качества воспроизведения ГДМ модели по отборам нефти по группе скважин или по объекту разработки | разработка |
| 16 | Оценка качества воспроизведения ГДМ модели по отборам газа по группе скважин или по объекту разработки | разработка |
| 17 | Оценка качества воспроизведения ГДМ модели по закачке по группе скважин или по объекту разработки | разработка |
| 18 | Оценка качества воспроизведения ГДМ модели по динамике забойного/пластового давления по скважинам | разработка |

Список сокращений:

ГДИ – гидродинамические исследования;

ГДМ – геолого-гидродинамическая модель;

ГКЗ РК – Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых Республики Казахстан;

ГСР – геолого-статистический разрез;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

НТД – нормативный технический документ;

ОФП – относительные фазовые проницаемости;

РИГИС – результаты интерпретации геофизических исследований скважин;

ЦКРР РК – Центральная комиссия по разведке и разработке Республики Казахстан;
EGRID – бинарный формат записи сетки ГДМ;
J-функция – функция Леверетта;
INIT – бинарный формат записи начальных свойств пласта и флюида;
PVT – физико-химические свойства пластовых флюидов (таблицы).

© 2012. РГП на ПХВ «Институт законодательства и правовой информации Республики Казахстан»
Министерства юстиции Республики Казахстан