

Различные способы экранирования залежей углеводородов туронских отложений при уточнении положения межфлюидных контактов

О. А. Горбачева*, В. А. Аксарин, А. А. Сухорокова

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
*oagorbacheva@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. При повышении степени изученности месторождения часто усложняется модель насыщенности коллекторов флюидами. При построении трехмерной геологической модели необходимо учесть всю имеющуюся информацию без потери качества и скорости обновления модели. На примере залежи туронских отложений детально рассмотрены способы геометризации продуктивной части пласта: при помощи тектонических или литологических экранов, путем использования негоризонтальных поверхностей, введения дополнительных структурных границ или разделения объекта на условные блоки с разными контактами. Проанализированы преимущества и недостатки использования данных способов в процессе актуализации 3D геологической модели месторождения, а также их геологическое обоснование. Выбран наиболее оптимальный способ для изменения модели исследуемого месторождения, согласованный с концепцией геологического строения изучаемого пласта.

Ключевые слова: геометризация залежей, геологическая модель, межфлюидный контакт, подсчет запасов

Для цитирования: Горбачева, О. А. Различные способы экранирования залежей углеводородов туронских отложений при уточнении положения межфлюидных контактов / О. А. Горбачева, В. А. Аксарин, А. А. Сухорокова. – DOI 10.31660/0445-0108-2024-4-25-35 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 4. – С. 25–35

Different methods of Turonian hydrocarbon deposits shielding in case of fluid contacts clarification

Оксана А. Горбачева*, Владимир А. Аксарин, Алиса А. Сухорокова

Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia
*oagorbacheva@tnnc.rosneft.ru

Abstract. The fluid model of a field frequently becomes more complex during the exploration improvement. When developing a 3D model, it is necessary to take into account all available geological information without losing the quality and speed of model update. Based on Turonian hydrocarbon deposits, the methods of geometrization of a reservoir producing part are described in detail, particularly, with tectonic or lithologic shields, by using non-horizontal surfaces and additional structural borders or by separating deposits blocks with different fluid contacts. The benefits and concerns of using these methods in the 3D geological model update and the certainty of their geological substantiation are analyzed. The best method to modify the field model, which is consistent with concept of the reservoir geological structure, is selected.

Keywords: геометризация залежей, геологическая модель, флюидный контакт, подсчет запасов

Введение

От точности воспроизведения геологической модели реальных условий нахождения залежей углеводородов зависит правильность оценки запасов и рисков, а также оптимальность сформированной стратегии разработки месторождения. Для наиболее достоверного определения объема нефтегазосодержащих пород при построении геологической модели на начальной стадии разработки месторождения важно иметь правильное представление о геометризации залежей углеводородов и обосновании положения межфлюидных контактов.

В каждом конкретном случае необходимо определить, какими именно условиями контролируются моделируемые залежи углеводородов. Для этого необходим тщательный анализ особенностей геологического строения продуктивных пластов.

При актуализации моделей отложений, характеризующихся высокой степенью неоднородности, в процессе повышения степени изученности месторождения часто возникают сложности обоснования резкой смены характера насыщенности и положения контактов.

В данной статье предлагается рассмотреть возможные варианты геометризации залежей туронских отложений на примере месторождения, расположенного в северо-восточной части Западно-Сибирской низменности.

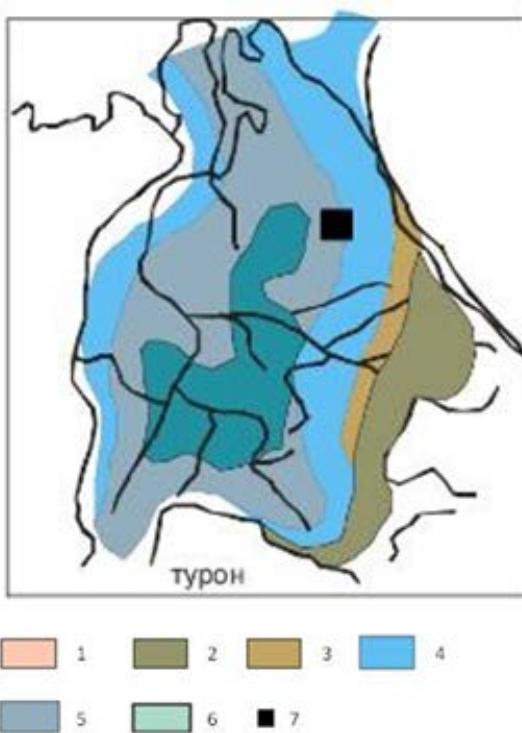
Объект и методы исследования

Туронский век ознаменовался крупнейшей в меловой период трансгрессией. Вдоль восточной периферии седиментационного бассейна располагалась область мелководного моря (рис. 1), в котором сформировались преимущественно глинистые отложения со значительной примесью алевритового материала, с прослойями алевролитов и линзовидно-пластовыми телами песчаников.

Коллекторами изучаемого объекта являются литологические разности, сложенные преимущественно песчаниками, а также породы, представленные переслаиванием песчаников с алевролитами.

Для построения геологической модели продуктивного пласта были проведены геофизические исследования скважин (ГИС), проанализированы и использованы данные испытания скважин и сейсморазведки. Данная работа выполнялась в соответствии с нормативно-методическими документами¹ нефтегазовой отрасли.

¹ Рекомендации к методике построения геологических моделей при подсчете запасов углеводородного сырья. – М.: ФБУ «ГКЗ», 2014. – 100 с.



1–6 — фациальные обстановки: 1 — равнина денудационная, 2 — равнина аккумулятивная, низменная, угленосная; 3 — равнина прибрежная, заливаемая водой; 4 — мелководное море; 5 — относительно глубоководное море; 6 — глубоководное море; 7 — местоположение изучаемого месторождения

Рис. 1. Палеогеографические схемы Западной Сибири (туронский ярус)²

Исследуемая залежь охарактеризована бурением семнадцати поисково-разведочных скважин, основной фонд которых расположен в центральной и северной частях залежи (рис. 2). Для улучшения изученности юго-западной части месторождения пробурена скважина 17П.

Сложность построения модели возникла в связи с тем, что при испытании скважины 17П получен безводный приток газа на абсолютных отметках, расположенных гипсометрически ниже, чем притоки воды из соседних скважин (рис. 3).

По материалам ГИС, с появлением новой геолого-промышленной информации по скважине 17П (расширенный комплекс ГИС (ГДК, АКШ) и результаты опробований), наблюдается приток газа, на что указывают следующие петрофизические показатели:

² Атлас литолого-палеогеографических карт юрского и мелового периодов Западно-Сибирской равнины: масштаб 1:500000 / Главное Тюменское геологическое управление (Главтюменьгеология), Западно-Сибирский научно-исследовательский геологоразведочный нефтяной институт ; под редакцией И. И. Нестерова. – Тюмень : ЗапСибНИГНИ, 1976. – 24 с.

- по данным АКШ наблюдается расхождение продольной и по-перечной волн;
- по кривым водородосодержания и плотностного каротажа наблюдается расхождение;
- показания коэффициента пористости по плотностному каротажу больше пористости по нейтронному каротажу;
- показания пористости по плотностному каротажу больше пористости по ЯМК;
- отсутствует свечение на керне в ультрафиолете;
- при проведении испытаний и ГДК получен приток газа.

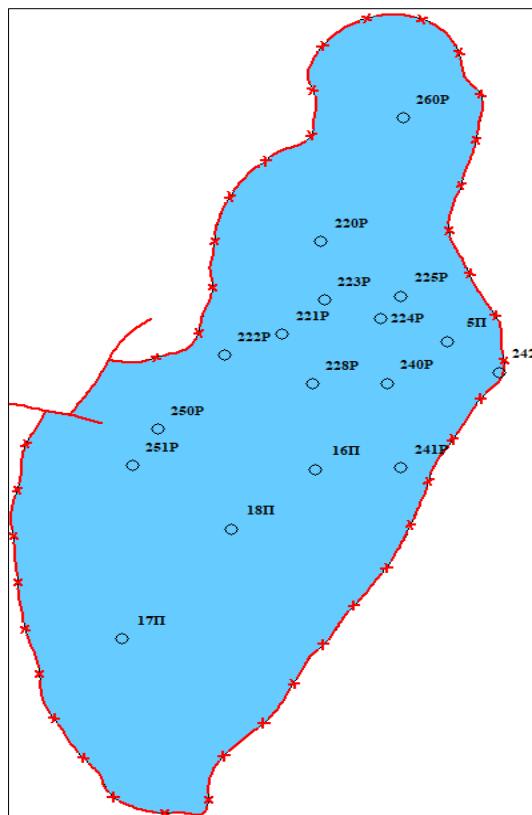


Рис. 2. Схема расположения поисково-разведочных скважин

Также на наличие газа указывают значения сопротивлений коллекторов, превышающие установленное ранее граничное значение, полученное на собственных данных испытаний скважин.

Существующая геологическая модель не получила подтверждения и требует уточнений.

Для решения данной задачи предлагается рассмотреть возможные способы геометризации залежей данного пласта.

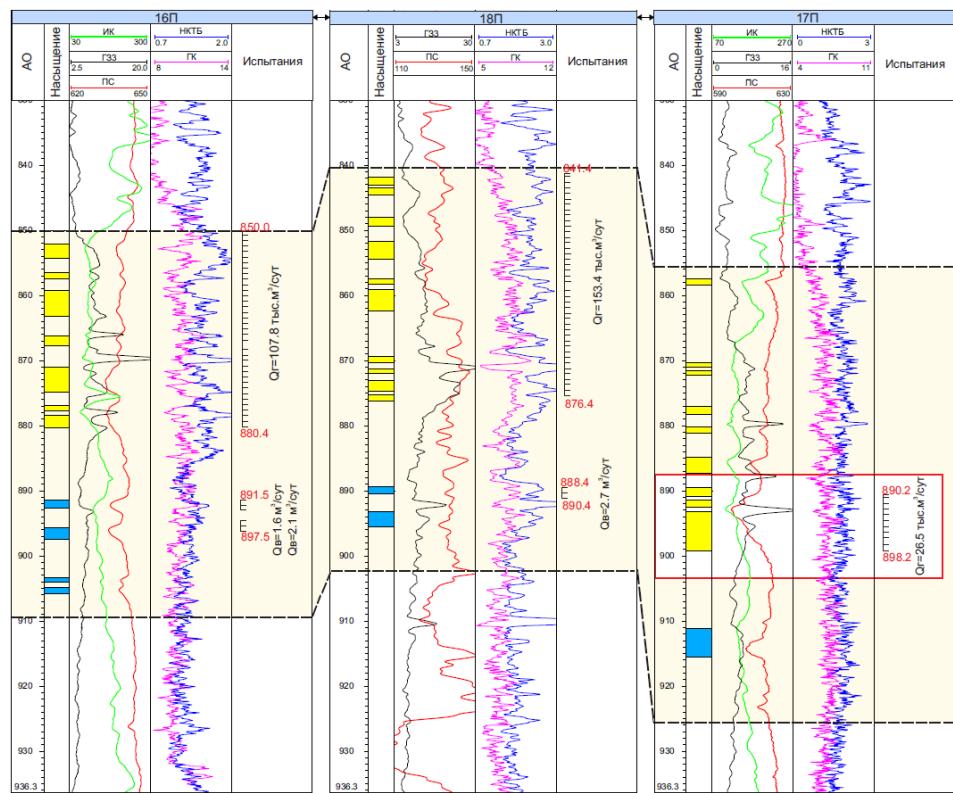


Рис. 3. Схема корреляции с выравниванием на абсолютные отметки

1. Пликативный вариант с наклонным уровнем ГВК

Существует устоявшееся мнение о высокой подвижности газа и «быстрым» выравнивании ГВК после перестройки структурного плана. Однако некоторые авторы [2–4] утверждают, что такая ситуация возможна только в случае существенного перепада капиллярного давления, обусловленного изменениями фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) по латерали и вертикали.

Несмотря на то, что тема наклонного уровня межфлюидного контакта изучается уже не первый десяток лет, допустимый угол наклона поверхности на данный момент нигде не указан. Более того, для использования наклонного контакта в модели необходимы статистически надежные данные, которые, как правило, отсутствуют на начальных стадиях изученности месторождения. Также стоит учесть, что для обоснования наклонного ГВК необходим подтвержденный гидродинамический напор порядка 180–220 м, контроль которого осуществляется в параметрических скважинах в процессе разработки месторождения [5].

С точки зрения моделирования данный способ корректировки 3D-модели является наиболее удобным. Достаточно перестроить куб флюида, что не является трудоемкой операцией.

2. Блоковый вариант с использованием тектонических нарушений

Залежи, экранированные разрывными нарушениями или «тектонически экранированные», встречаются на различных месторождениях по всему миру.

Ряд авторов [6] описывают методику определения экранирующей способности разломов, в которой рекомендуется измерять содержание глин в интервале, равном амплитуде тектонического смещения, и сравнивать его с данными по месторождениям с установленным тектоническим экранированием. Также экранирующую способность разломов можно установить по результатам гидродинамического прослушивания или трассерных исследований. При выявлении подобной границы залежь автоматически классифицируется как экранированная. К сожалению, подобные исследования проводятся очень редко.

Кроме того, низкое качество сейсмических исследований или малая мощность изучаемых отложений не всегда позволяет определить по кинематическим и динамическим признакам волнового поля точное положение разрывного нарушения. В нашем случае на геологическом разрезе (рис. 4) нет однозначного определения положения разлома.

С точки зрения моделирования описанный вариант экранирования залежи является неудобным для актуализации модели в режиме онлайн по данным новых скважин, не подтверждающих принятное строение залежи, в связи с определенными сложностями встраивания тектонических нарушений в уже готовый каркас модели.

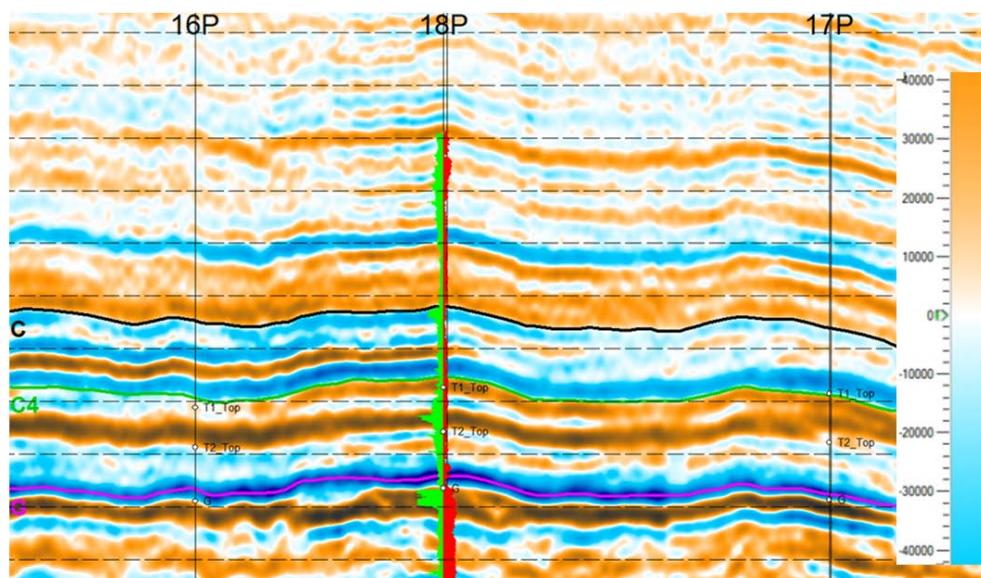


Рис. 4. Временной сейсмический разрез по линии скважин 16П–18П–17П

3. Использование литологического экрана

При выполнении подсчетов запасов углеводородов разделение зон с различной насыщенностью часто решается путем рисовки узких и протяженных зон отсутствия коллекторов — так называемых троп. Такие залежи считаются «литологически экранированными». Данный вариант геометризации залежей не вызывает существенного затруднения для моделирования

ния. Вопрос решается корректировкой (либо созданием) дискретного куба глинизации, используемого при подсчете запасов. Основная сложность данного типа экранирования заключается в том, что если в скважинах или по данным сейсмических либо других площадных исследований на площади работ подобные зоны глинизации нигде не фиксируются, то доказать достоверность их выделения в межскважинном пространстве практически невозможно.

Также с помощью литологического экрана возможно разделение единого резервуара на различные линзы или геологические тела различной морфологии. Но такие процедуры плохо поддаются локальным корректировкам, кроме того, имеются сложности с обоснованием концептуальной модели при отсутствии подтверждения сейсмическими материалами.

4. Детализация разреза и дробление подсчетных объектов

Вариант экранирования предусматривает разделение залежи на два пласта путем введения дополнительной стратиграфической границы по подошве глинистого прослоя, уверенно прослеживаемого по повышенным значениям сейсмического импеданса между пластами Т1 и Т2 и по каротажу (рис. 4, 5).

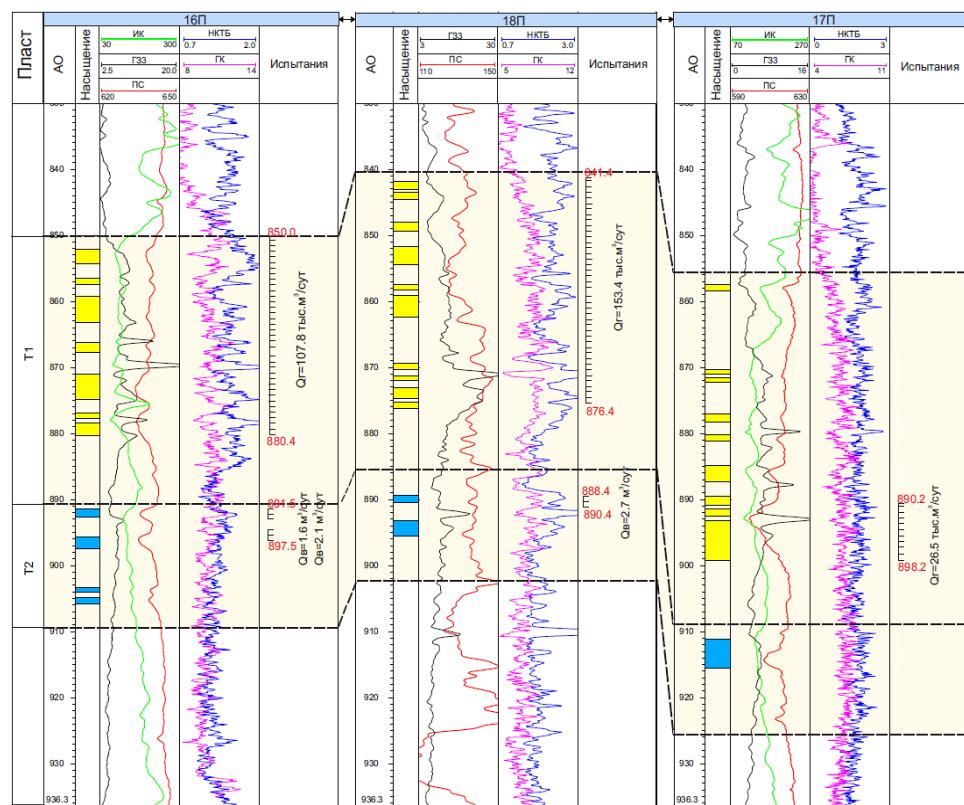


Рис. 5. Схема корреляции с выравниванием на абсолютные отметки (с разделением пластов)

В случае работы с месторождением, на котором ведется активное бурение эксплуатационных скважин, подобный подход существенно усложнит оперативную корректировку геологической модели. Геологам необходимо будет постоянно возвращаться к начальной стадии моделирования структурного каркаса. В этом случае можно использовать и более упрощенный вариант, при котором дополнительные стратиграфические границы не встраиваются в каркас геологической модели, а участвуют в построении куба регионов (пачек), который в дальнейшем используется в качестве фильтра для подсчета запасов или других операций с объектом.

Описанный выше альтернативный подход позволяет производить локальные корректировки модели без ее полного перестроения, что значительно упрощает работу при оперативном сопровождении бурения. В качестве недостатка указанного способа можно отметить необходимость обоснования, почему эти условные границы не участвуют в построении структурного каркаса модели.

5. Использование линии литологического разобщения коллекторов

Для обоснования смены характера насыщенности коллекторов и положения межфлюидных контактов на начальной стадии разработки месторождения при видимой выдержанности коллекторов по данным скважин некоторые авторы [7] рекомендуют использовать условную линию литологического разобщения. Эта линия проводится посередине расстояния между скважинами с противоречивым характером насыщенности либо в пределах области с ухудшенными ФЕС коллекторов в межскважинном пространстве (рис. 6).

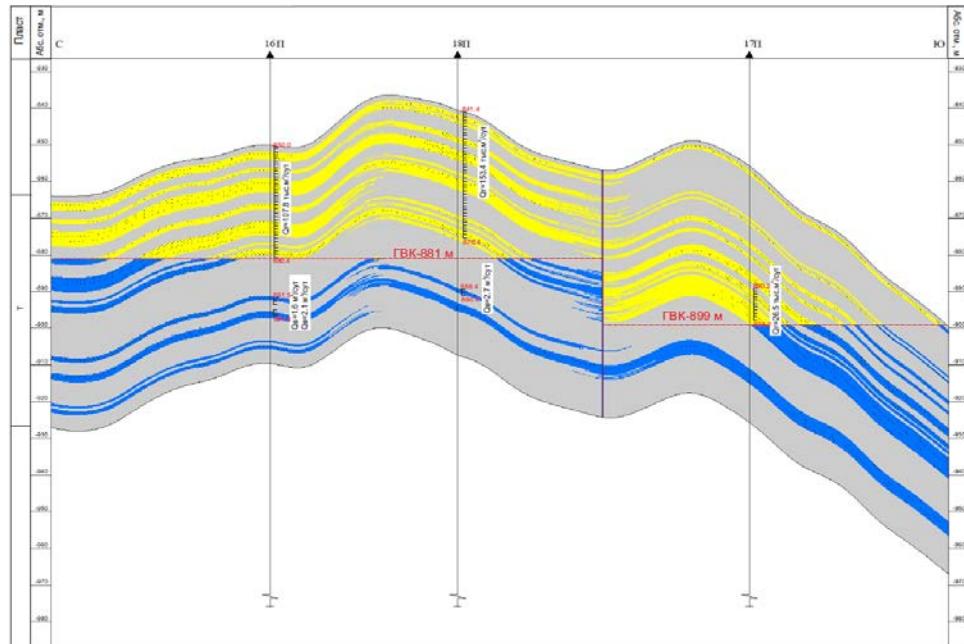


Рис. 6. Геологический профиль по линии скважин 16П–18П–17П

Непосредственно в геологическую модель такая линия встраивается как набор площадок поверхностей межфлюидных контактов с разными отметками, которые задаются с помощью куба регионов. Сочленение таких поверхностей в разрезе пласта является ступенчатым, характеризуя резкое изменение отметок межфлюидных контактов в различных частях пласта. Предлагаемая поверхность является условной, поэтому при построении модели в каждом выделенном блоке можно легко корректировать отметку контакта в зависимости от исходной информации.

Результаты и обсуждение

Процесс построения 3D-модели, как правило, является длительным, трудоемким и итеративным. Нередко в процессе создания геологической модели появляются новые данные, которые желательно учесть с минимальными корректировками уже выполненных построений. Каждый из рассмотренных методов экранирования залежей УВС имеет свои преимущества и недостатки.

Применение тектонических или литологических экранов, а также негоризонтальных контактов имеет ряд неоспоримых достоинств: данные способы хорошо согласуются с геологической концепцией образования отложений, широко известны геологическому сообществу и реализуются с помощью стандартного функционала геологического ПО. К недостаткам указанных методов можно отнести необходимость наличия адекватной доказательной базы и субъективность выполненных оценок. Кроме того, указанные приемы геометризации залежей зачастую требуют значительных трудозатрат при локальных корректировках.

Условные варианты ограничения залежей позволяют избежать изменения геологической модели на начальной стадии построения и внести корректировки без перестройки структурного каркаса, однако, при их использовании необходимо предоставить достаточно убедительные пояснения.

Наиболее геологически обоснованным, по мнению авторов, является вариант деления пласта на пачки. Подобное деление отражает циклический характер образования осадочных тел, которые, в свою очередь, могут иметь различные ФЕС, время заполнения ловушки или даже источник поступления углеводородов, а также, как следствие, различные уровни межфлюидных контактов. Введение стратиграфической границы и разделение единой залежи на два отдельных пласта Т1 и Т2 часто используются при моделировании отложений.

Выводы

В статье рассмотрены несколько способов геологического экранирования залежей. Все приведенные методы ограничения залежей с негоризонтальными межфлюидными контактами имеют свои возможно-

сти применения, а также преимущества и слабые стороны при их практической реализации.

К сожалению, на практике не всегда получается однозначно обосновать выявленное различие характера насыщенности коллекторов, следуя установившимся представлениям об истории формирования изучаемого пласта.

В данной работе авторами принято решение о разделении единого объекта на два пласта по подошве глинистой перемычки (см. рис. 5). Данное решение сопровождается полным перестроением каркаса модели, но является наиболее геологически доказуемым, поскольку соответствует концептуальной модели образования пласта, данным испытания скважин, результатам геофизических и сейсмических исследований (см. рис. 4).

Список источников

1. Закревский, К. Е. Геологическое 3D-моделирование / К. Е Закревский. – Москва : ИПЦ Маска, 2009. – 376 с. – Текст : непосредственный.
2. Михайлов, В. Н. О методике прогноза наклонных водонефтяных контактов с учетом капиллярно-гравитационной модели нефтегазонакопления / В. Н. Михайлов, Ю. А. Волков, К. Г. Скачек. – Текст : непосредственный // Георесурсы. – 2011. – № 3 (39). – С. 15–16.
3. Маркушина, О. С. Прогнозирование контуров нефтегазоносности альб-сеноманских залежей УВ на северо-востоке Западной Сибири на основе капиллярно-гравитационной концепции нефтегазонакопления / О. С. Маркушина, Ю. Я. Большаков. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2009. – № 1. – С. 20–24.
4. Грищенко, М. А. Современные подходы к моделированию нефтенасыщенности сложнопостроенных залежей с целью создания гидродинамических моделей / М. А. Грищенко. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2008. – № 5. – С. 45–51.
5. Поднебесных, А. В. Основные факторы, влияющие на уровень и форму водонефтяного контакта / А. В. Поднебесных, В. П. Овчинников. – DOI 10.31660/0445-0108-2015-6-15-19. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2015. – № 6 (114). – С. 15–19.
6. Риле, Е. Б. Альтернативные модели некоторых тектонически экранированных залежей УВ Тимано-Печорской НПГ / Е. Б. Риле. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – № 6. – С. 45–51.
7. Решение задач геометризации залежей нефти и газа апт-альбских отложений северо-восточной части Западной Сибири / Е. В. Смирнова, Н. О. Азарова, Ю. Н. Утяшев [и др.]. – DOI 10.30713/2413-5011-2019-8(332)-4-10. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 8. – С. 4–10.

References

1. Zakrevskiy, K. E. (2009). Geologicheskoe 3D-modelirovaniye. Moscow, IPTS Maska Publ., 376 p. (In Russian).
2. Mikhaylov, V. N., Volkov, Yu. A., & Skachek, K. G. (2011). Prediction method of the inclined oil-water contact based on capillary-gravity model of oil and gas accumulation. Georesources, (3(39)), pp. 15-16. (In Russian).
3. Markushina, O. S., & Bol'shakov, Yu. Ya. (2009). Prognozirovaniye konturov neftegazonosnosti al'b-senomanskikh zalezhey UV na severo-vostoke Zapadnoy Sibiri na osnove kapillyarno-gravitatsionnoy kontseptsii neftegazonakopleniya. Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields, (1), pp. 20-24. (In Russian).
4. Grischenko, M. A. (2008). Advanced approaches to oil saturation modeling of complicated pools with the aim to build hydrodynamic models. Russian oil and gas geology, (5), pp. 45-51. (In Russian).
5. Podnebesnykh, A. V., & Ovchinnikov, V. P. (2015). The main factors affecting the level and form of water-oil contact. Oil and Gas Studies, (6(114)), pp. 15-19. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2015-6-15-19
6. Rile, E. B. (2012). Alternative models of some tectonically sealed hydrocarbon deposits of Timan-Pechora oil and gas province. Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields, (6), pp. 45-51. (In Russian).
7. Smirnova, E. V., Azarova, N. O., Utyashev, Yu. N., Fedulaeva, A. Yu., & Khramtsova, A. V. (2019). Problems solution of oil and gas deposits geometrization of the aptian-albian age in the north-east of the West Siberia. Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields, (8), pp. 4-10. (In Russian). DOI: 10.30713/2413-5011-2019-8(332)-4-10

Сведения об авторах / Information about the authors

- Горбачева Оксана Александровна, главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, oagorbacheva@tnnc.rosneft.ru* *Oksana A. Gorbacheva, Chief Specialist, Tyumen Petroleum Research Center LLC, oagorbacheva@tnnc.rosneft.ru*
- Аксарин Владимир Анатольевич, эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень* *Vladimir A. Aksarin, Expert, Tyumen Petroleum Research Center LLC*
- Сухорокова Алиса Андреевна, ведущий специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень* *Alisa A. Sukhorokova, Leading Specialist, Tyumen Petroleum Research Center LLC*

Статья поступила в редакцию 08.04.2024; одобрена после рецензирования 21.05.2024; принята к публикации 28.05.2024.

The article was submitted 08.04.2024; approved after reviewing 21.05.2024; accepted for publication 28.05.2024.