

В.Н. Михайлов¹, Ю.А. Волков², М.Р. Дулкарнаев³¹ООО «КНТЦ «Недра», Казань, MihailovVN@mail.ru²ООО «ЦСМРнефть», Казань, cimd060402@yandex.ru³ТПП «Козалымнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь», Козалым, Marat.Dulkarnaev@lukoil.com

ИТЕРАЦИОННАЯ МЕТОДИКА ПОСТРОЕНИЯ ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ДЛЯ ОЦЕНКИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ПЛАНИРОВАНИЯ ГЕОЛОГО- ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ

В работе изложены основы итерационной методики геолого-гидродинамического моделирования, позволяющие строить высококачественные гидродинамические модели для решения задач управления разработкой нефтяных месторождений на основе комплексной обработки геолого-геофизических, геолого-петрофизических и геолого-промысловых данных.

Ключевые слова: итерационная методика, геолого-гидродинамические модели, распределение остаточных запасов, планирование геолого-технологических мероприятий

Введение

Анализ многочисленных публикаций, раскрывающих перспективы всё более широкого использования гидродинамических моделей (ГДМ) при решении задач рациональной разработки нефтяных месторождений показывает, что большинство авторов, создающих ГДМ на основе тех или иных программных продуктов, рассказывают, в основном, о своих успехах. Неудачи не анализируются. В результате складывается однобоко-оптимистическое представление о состоянии дел в этой области, которое часто не подтверждается результатами геолого-технологических мероприятий (ГТМ). Это с одной стороны.

С другой стороны, фирмы, разрабатывающие соответствующее программное обеспечение, так же вынуждены, прежде всего, «убедительно» доказывать полезность создания ГДМ и необходимость их всё более широкого использования в практике нефтедобычи. При этом рекламируются такие функциональные возможности программного обеспечения, которые на практике не достигаются, что так же способствует исчерпанию кредита доверия к существующим методам геолого-гидродинамического моделирования.

Одним из наиболее узких мест в развитии и становлении этих методов является отсутствие надёжной методики

Окончание статьи И.А. Сагидуллин, В.Н. Поляков, С.А. Блинов «Наноматериалы в нефтегазодобыче...»

Литература

Нанотехнология в ближайшем десятилетии. Прогноз направления исследований. Под ред. Роко М.К., Уильямса Р.С., Аливатоса П. М.: Мир. 2002. С.292.

Ахмадишин Ф.Ф., Фаткуллин Р.Х. и др. Результаты применения технологии заканчивания скважин при их строительстве. *Нефть и Жизнь*. 2005. №3 (15). С.45.

Катеев Р.И. Крепление скважин в аномальных гидродинамических условиях разработки месторождений. М.:Наука. 2005. С.168.

Поляков В.Н., Кузнецов Ю.С., Сабиров М.Г., Сагидуллин И.А. и др. Реагент МДК «Кварц» в технологических процессах строительства и эксплуатации скважин. *Нефтяное хозяйство*. № 8. 2003. 130-132.

Поляков В.Н., Вахирев В.И., Ипполитов В.В. Системные решения технологических проблем строительства скважин. ООО «Недра-Бизнесцентр». 2003. С.240.

Сагидуллин И.А., Поляков В.Н. Метод гидромеханического упрочнения ствола – основа системного совершенствования технологий строительства и эксплуатации нефтяных и газовых скважин. *Нефть.Газ.Новации*. 2009. №10. 39-42.

Сагидуллин И.А., Султанов И.К., Блинов С.А. Модифицированные кремнеземы в технологиях водоизоляции. *Нефть.Газ.Новации*. 2010. №6. 69-71.

Хавкин А.Я. Нанотехнологии нефтеизвлечения. М.: Спутник+. 2006. С.16.

Хавкин А.Я. Нанотехнологии в добыче нефти. *Нефтяное хозяйство*. № 6. 2007. 58-60.

Ишкаев Р.К., Исангулов К.И., Хусаинов В.М., Хаминов Н.И. и др. Способ упрочнения стенки скважины при бурении. *Патент РФ*. №2153572. РД 153-39.0-370-2004. 1999.

I.A. Sagidullin, V.N. Polyakov, S.A. Blinov. **Nanomaterials in oil and gas production: exploitation and the experience of industrial introduction.**

In this paper application of nanomaterials (in particular modified silicon oxide) in oil and gas exploration and production sector on the example of concise technology of borehole wall hardening is considered. Results of such technology application during drilling process and test analysis are presented.

Key words: nanomaterials, nanotechnology, modified silicon oxide «Quartz», rendering hydrophobic, borehole wall hardening.

Илдус Абудасович Сагидуллин

директор ООО «КВАРЦ». Научные интересы: модифицированные кремнеземы, методы повышения нефтегазоотдачи пластов, водоизоляционные технологии.

Владимир Николаевич Поляков

д.т.н, профессор. Научные интересы: профилактика и борьба с осложнениями при строительстве скважин.

Сергей Алексеевич Блинов

зам. директора ООО «КВАРЦ» по научной части, к.т.н. Научные интересы: изучение физики пласта, физико-химические методы повышения нефтегазоотдачи пластов.

423330, Республика Татарстан, г.Азнакаево, ул.Хасаншиной, д.16. Тел./факс: (85592)779-85; (85572)55-702.

адаптации ГДМ. При большом числе рекомендаций по подготовке различных стадий моделирования, вопросам (технологиям) настройки ГДМ на весь комплекс уже имеющихся и непрерывно накапливаемых новых данных, за исключением некоторых общих соображений, в имеющихся на сегодняшний день руководствах места почти не уделяется. При этом развитие теоретических основ создания ГДМ так же не в полной мере отражает насущные потребности их разработчиков. Так, например, теоретически обратная задача фильтрации (т. е. задача определения параметров пористой среды по данным добычи и закачки в сочетании с данными о замерах пластового и забойного давлений) некорректна и может иметь, в общем случае, бесконечное множество решений. Проблема, однако, заключается в том, что фактически даже одно достаточно приемлемое решение «обратной задачи» (т. е. удовлетворительная настройка ГДМ по скважинам), как правило, не достигается (Сыртланов, 2005).

Таким образом, должно быть развито новое видение тех проблем, которые приходится решать при построении ГДМ. Исходя из этого, в данной работе сделана попытка объяснить причины получения не достаточно адекватных ГДМ и излагаются основы итерационной методики, позволяющей получать более качественные геолого-гидродинамические модели для оценки пространственного распределения остаточных запасов и планирования ГТМ.

Недостатки стандартного подхода к построению ГДМ

Несомненно, что современное геолого-гидродинамическое моделирование и создаваемое на этой основе программное обеспечение постепенно становятся всё более мощными средствами анализа, контроля и регулирования процессов разработки нефтяных месторождений. В любом случае, моделирование пластовой системы при наличии достаточно достоверной исходной информации позволяет принять решение по усовершенствованию разработки рассматриваемого объекта (Методические указания..., 2003). Традиционно с помощью геолого-гидродинамического моделирования решается целый ряд задач, связанных с разработкой нефтяных месторождений: подсчет начальных и остаточных запасов; обоснование коэффициента извлечения (КИН) и прогноз уровней добычи нефти; планирование и оценка эффективности внедрения различных систем разработки и методов увеличения нефтеотдачи (МУН) и т.д.

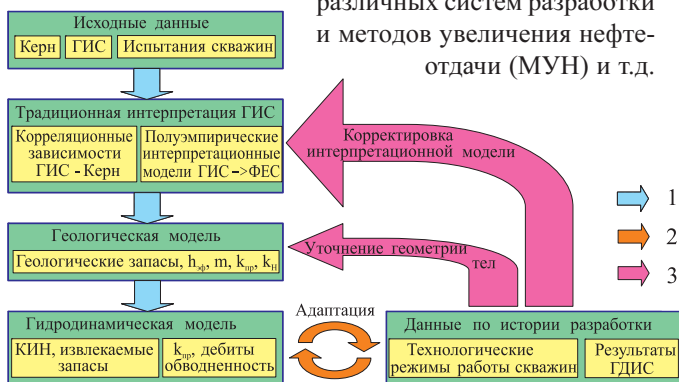


Рис. 1. Итерационная схема построения геолого-гидродинамической модели. 1 – стандартный граф. обработки, 2 – адаптация гидродинамической модели не исправляет ошибок, сделанных на предыдущих этапах, а добавляет новые, 3 – предлагаемая схема обработки.

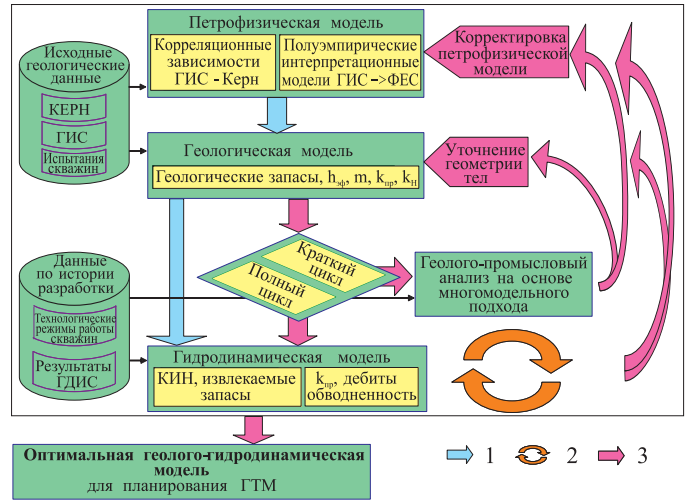


Рис. 2. Усовершенствованная итерационная схема построения оптимальной геолого-гидродинамической модели. 1 – стандартный граф. обработки, 2 – адаптация гидродинамической модели не исправляет ошибок, сделанных на предыдущих этапах, а добавляет новые, 3 – предлагаемая схема обработки.

Исходные данные для этих расчетов берутся на основе:

- прогнозирования фильтрационно-ёмкостных свойств путём интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС);
- анализа результатов лабораторных исследований керн и флюидов;
- прогнозирования гидродинамических свойств пласта;
- непосредственных измерений гидродинамических характеристик системы «пласт-скважина» путём гидродинамических исследований скважин (ГДИС);
- идентификации гидродинамических свойств пласта путём моделирования истории разработки.

Но, к сожалению, значения одних и тех же параметров, полученные разными способами, могут различаться в разы, внося большую неопределенность в процесс решения задач проектирования разработки месторождения.



Рис. 3. Блок геолого-промышленного анализа. Итерационная схема построения оптимальной геолого-гидродинамической модели. 1 – стандартный граф. обработки, 2 – адаптация гидродинамической модели не исправляет ошибок, сделанных на предыдущих этапах, а добавляет новые, 3 – предлагаемая схема обработки.

рождений, детальная гидродинамическая модель, согласованная с данными по всей совокупности скважин, не всегда позволяет сделать более достоверный прогноз, чем обычная, например, одно-двухмерная модель.

На наш взгляд, главной причиной построения некачественных ГДМ является несовершенство стандартного графа обработки. По существу, стандартный граф обработки всех имеющихся данных является линейным (Рис.1):

- 1) на основе интерпретации ГИС геофизики определяют фильтрационно-емкостные характеристики пластов;
- 2) геологи коррелируют геологические тела и создают объемную модель залежи;
- 3) математики совместно с промысловыми геологами адаптируют гидродинамическую модель по данным разработки.

Выполнение данных этапов работ разными группами специалистов на основе анализа разных подмножеств исходных данных не позволяет обнаруживать и исправлять ошибки, допущенные на предыдущих этапах. Формальная адаптация гидродинамической модели, проведенная без тщательного анализа причин несоответствия прогнозных и фактических показателей разработки, в итоге мало чего дает для познания геологического строения месторождения. Имеется большая вероятность того, что вместо корректировки модели на каждом из перечисленных выше этапов в сторону её улучшения, мы будем иметь лишь частичную (кажущуюся) компенсацию соответствующих ошибок. Но при этом могут быть внесены дополнительные, возможно, еще более «вредные» ошибки.

Для реального исправления ошибок, допускаемых на каждом этапе, как это уже было отмечено в статье (Иванов и др, 2009), алгоритм создания оптимальной ГДМ должен быть итерационным. При этом на промежуточных циклах итерационного процесса появляются следующие дополнительные этапы (Рис.1):

- 4) выявление ошибок исходной геологической модели;
- 5) корректировка петрофизических зависимостей и интерпретационной модели ГИС по данным разработки;
- 6) корректировка границ геологических тел по данным разработки.

Чем больше вариантов рассмотрено, тем больше вероятность того, что принятый окончательный вариант ГДМ будет адекватен реальному объекту разработки.

Однако в повседневной практике данный алгоритм построения оптимальной модели трудно реализовать, так как процесс гидродинамического моделирования является сложным и длительным, а общее время выполнения работ ограничено экономическими факторами.

В связи с этим очевидна необходимость создания более оперативной, чем гидродинамическое моделирование, методики, которая позволяла бы многократно оценивать качество геологической модели на основе совместной обработки геолого-геофизических и промысловых данных, вносить необходимые корректировки в петрофизические зависимости и т.п. Применение методики позволит на практике реализовать итерационный алгоритм построения оптимальной ГДМ без существенного увеличения общей продолжительности работ.

Итерационная технология построения ГДМ

На рисунке 2 показана усовершенствованная схема по-

строения оптимальной геолого-гидродинамической модели, в которой явным образом выделены два вида циклов: полные циклы, совпадающие с циклами, показанным на рисунке 1; краткие циклы, которые заменяют стандартную адаптацию геолого-гидродинамической модели геолого-промысловым анализом на основе реализации многомодельного подхода.

На рисунке 3 блок геолого-промыслового анализа показан крупным планом. Он включает использование хорошо зарекомендовавших себя на практике методик геолого-промыслового анализа, которые позволяют без построения полномасштабной гидродинамической модели получать важную информацию о геологическом строении и фильтрационно-емкостных параметрах резервуара. Перечень используемых методик может расширяться и зависит от предпочтений и технических возможностей исполнителей. В данной статье мы коротко рассмотрим 7 из них:

Оценка плотности извлеченных запасов по областям дренирования. Основой для оценки плотности извлеченных запасов являются данные о плотности начальных запасов и об объемах накопленной добычи. При этом учитывается, что области дренирования скважин могут иметь сложную форму, зависящую от объемов добычи через каждую скважину. Типичный пример рассчитанной карты областей дренирования скважин, показан на рис. 4. Цифры около скважин обозначают объем накопленной добычи в тоннах.

В результате проведения анализа могут быть выделены области аномально высокой или низкой плотности (вплоть до отрицательных) остаточных запасов, которые, как правило, обусловлены ошибками в геометризации залежей или в методике интерпретации ГИС. Кроме того результаты анализа могут быть использованы для уточнения петрофизических моделей остаточной водо- и нефтенасыщенностей.

Сравнение прогнозных и фактических дебитов. Строятся карты прогнозных и фактических дебитов. Опыт применения методики показывает, что в качестве фактических дебитов лучше всего брать не текущий дебит скважины, а средний дебит за 6 месяцев непрерывной работы скважины. При этом для усреднения выбирается период, когда скважина работала с максимальными дебитами. При расчете прогнозного дебита учитываются фактически существовавшие в это время пластовые и забойные давления. При отсутствии достоверных данных по давлениям в качестве первого приближения депрессии на всех скважинах можно считать одинаковыми. Для устранения роли случайных ошибок карты сглаживаются, например, методом скользящего окна. Далее по сглаженным картам оценивается величина систематической погрешности прогноза дебитов, а по исходным значениям прогнозных и фактических дебитов в скважинах – величина случайной погрешности. Если систематическая погрешность сравнима по величине со случайной погрешностью, то существующая геологическая модель содержит систематические ошибки (например, неправильные зависимости для интерпретации ГИС), которые могут быть изучены и откорректированы с помощью данной оперативной методики. Качество уточненной петрофизической модели оценивается по кросс-плоту прогнозных и фактических дебитов, а также по карте невязок. Как правило, анализ карты невязок

позволяет сопоставить аномалии на карте с определенными структурными или фаціальными зонами и учесть их при уточнении геолого-петрофизической модели. Типичный результат применения методики показан на рис. 5.

На левом графике показаны результаты первоначального варианта интерпретации, основанного на корреляции анализов керна и данных ГИС без учета результатов работы скважин. При этом среднеквадратичная погрешность прогноза составила 13.6 т/сут, а стандартное отклонение дебита 11.0 т/сут. Таким образом, относительная погрешность прогноза составила 1.23. Это значит, что полагая прогнозный дебит скважины равным среднему дебиту, мы бы получили более точный результат, чем при использовании для прогноза данных ГИС.

На правом графике – результаты уточненной интерпретации по модифицированным петрофизическим зависимостям. В этом случае абсолютная погрешность прогноза составила 10.0 т/сут, а относительная погрешность прогноза – 0.91 (стала меньше единицы).

Анализ эффективности ГТМ позволяет установить характерные изменения скин-фактора при различных видах ГТМ. Полученные данные могут быть использованы для уточнения прогнозных дебитов и, соответственно, уточнения петрофизических зависимостей.

Анализ карт изобар. Построение карт изобар позволяет выявить недостоверные замеры пластовых давлений. Скорректированные данные также могут быть использованы для уточнения прогнозных дебитов. Как видно из рисунка 6, данные о пластовых давлениях могут содержать большие погрешности, которые выявляются по характерным аномалиям на карте изобар:

- во многих нагнетательных скважинах пластовые давления ниже, чем в соседних добывающих скважинах (красные стрелки);
- многие добывающие скважины расположены в локальных максимумах пластового давления (пунктирные зеленые стрелки).

Соответственно, использование не фильтрованных данных может приводить к большим ошибкам при прогнозе дебитов, а впоследствии – к ошибкам при адаптации ГДМ по данным разработки. В случае, если данные по забойным давлениям также содержат большие погрешности (например, в условиях пенообразования при пересчете

давления через динамический уровень), то использование данных по забойным и пластовым давлениям при прогнозе дебитов может оказаться полностью бесполезным. В этих условиях можно рекомендовать

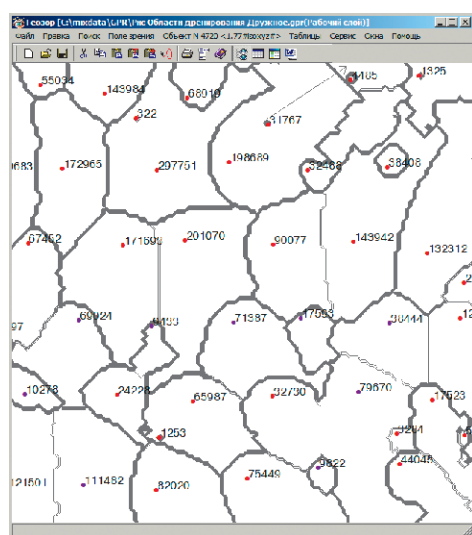


Рис. 4. Пример карты областей дренирования.

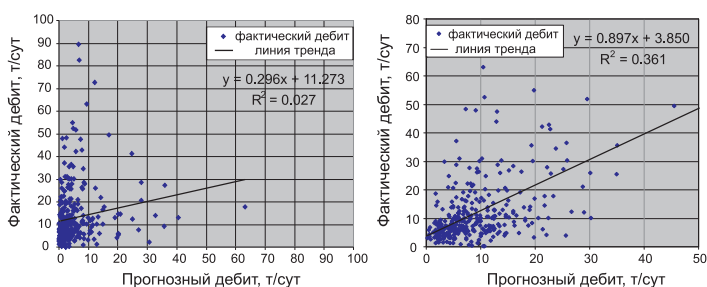


Рис. 5. Кросс-плоты прогнозных и фактических дебитов.

вместо текущих прогнозных дебитов использовать оптимистичную оценку прогнозных дебитов, которые рассчитываются при депрессии близкой к максимальной. То есть при расчетах берется одинаковая депрессия для всех скважин. Естественно, что рассчитанные прогнозные дебиты в этом случае нужно сравнивать не с текущими фактическими дебитами, а с максимальными дебитами за всю историю разработки.

Камеральное гидропрослушивание. Методика «камерального гидропрослушивания», основана на динамическом анализе временных рядов дебитов и динамических уровней реагирующих добывающих скважин при изменении приемистости рядом расположенных нагнетательных скважин. Функциональные возможности методики зависят от используемого программного обеспечения (Шацкий и др., 2000; Михайлов и др., 2007), которое позволяет проводить анализ гидродинамических связей в автоматическом или полуавтоматическом режиме, а также с учетом интерференции нескольких нагнетательных скважин (Дулкарнаев, Михайлов, 2011). Однако, важная информация о наличии или отсутствии гидродинамических связей между скважинами может быть получена даже без использования специализированного программного обеспечения, а только на основе визуального анализа графиков добычи и закачки. В результате анализа может быть установлено наличие или отсутствие гидродинамической связи между пропластками, наличие тектонически или фаціально экранированных блоков, а также выявлены скважины с заколонными перетоками. Пример карты гидродинамических связей приведен на рис. 7.

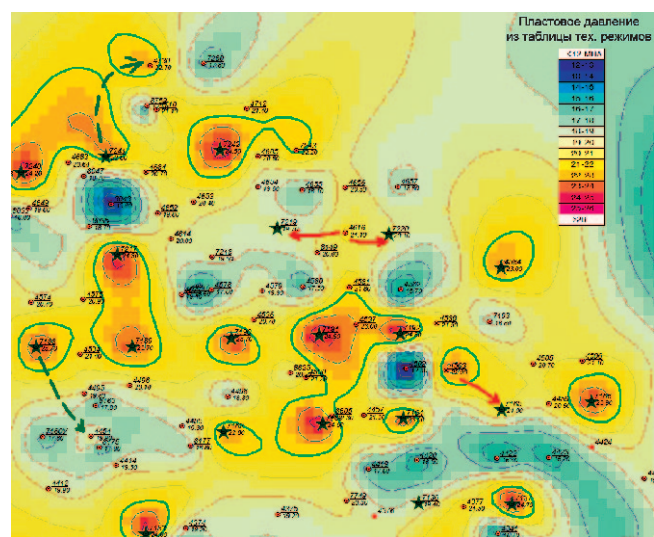


Рис. 6. Карта пластовых давлений, построенная по данным из таблицы технологических режимов. Нагнетательные скважины показаны звездочками.

Дополнительную информацию о неоднородности резервуара в межскважинном пространстве позволяет получить **анализ характеристик вытеснения** и **анализ карт динамики фронта накопленной обводненности**.

Характеристики вытеснения необходимо строить для каждой скважины. При этом рекомендуется в качестве независимой переменной использовать отношение накопленной добычи нефти к дренируемым данной скважиной запасам, а в качестве зависимой переменной – накопленную обводненность. Затем полученные характеристики типизируются, и для каждого типа вычисляется усредненная характеристика вытеснения. Одновременно с этим уточняются дренируемые запасы по каждой скважине. В итоге все месторождение разделяется на зоны неоднородности, характеризующиеся разными характеристиками вытеснения. Также выделяются отдельные скважины с нестандартными характеристиками вытеснения, обусловленными заколонными перетоками, сменой работающих пропластков и т.п. Выделенные зоны неоднородности могут быть использованы для уточнения границ геологических тел и фациального строения резервуара.

Построение карт динамики фронта накопленной обводненности позволяет установить, что происходит рост обводненности продукции за счет общего подъема ВНК или за счет продвижения воды по отдельным высокопроницаемым каналам или пропласткам, а также предположить наличие нескольких участков залежи с различным уровнем ВНК.

Необходимо отметить, что за счёт итерационного геолого-промыслового анализа удастся не только оптимизировать процесс создания ГДМ, но и существенно улучшить наше понимание особенностей геологического строения резервуара. Это улучшение достигается, прежде всего, за счёт использования многомодельного подхода и, в частности, за счёт того, что при этом для каждого из изучаемых процессов и объектов появляется возможность подобрать наиболее адекватную модель. Кроме того, при итерационном геолого-промысловом анализе, мы изучаем поведение резервуара в рамках привычных геологических и промысловых терминов, тогда как при адаптации ГДМ на основе стандартного подхода приходится оперировать терминологией используемого программного продукта, рискуя при этом полностью абстрагироваться от многих важнейших свойств и особенностей строения рассматриваемого объекта.

Опыт построения ГДМ пластов БВ1-2 Ватьеганского месторождения

В различных сочетаниях рассмотренные выше методики с успехом применялись на ряде месторождений Когалымского региона. На сегодняшний день в наибольшей степени (но пока

еще не в полном объеме) предлагаемый итерационный алгоритм построения оптимальной ГДМ удалось реализовать при создании ГДМ пластов БВ1-2 Ватьеганского месторождения с целью выбора на этой основе перспективных участков и скважин под бурение боковых стволов.

При этом итерации охватывали такие этапы, как камеральное гидропрослушивание, уточнение петрофизических зависимостей, построение геологической модели с анализом выработки и уточнением распределения в объёме рассматриваемого объекта остаточных запасов, построение ГДМ.

В частности, на этапе построения геологической модели проведена высокоточная реконструкция палеорельефа на время формирования пластов. С учетом полученных результатов существенно пересмотрена стратиграфическая граница между пластами БВ1 и БВ2. При этом в составе БВ1 выделено 4 цикла осадконакопления, для каждого из которых проведена реконструкция фациальных обстановок и построены соответствующие карты.

Проведен анализ корректности стандартных методик интерпретации ГИС, что позволило выявить узкие места и предложить способы повышения качества интерпретации ГИС. В частности, при построении петрофизической зависимости пористости от α ПС впервые, вместо стандартного регрессионного анализа, была использована более совершенная авторская методика конъюэнтного анализа (Дулкарнаев, Михайлов, 2011). Кроме того, дополнительное увеличение точности получено за счет выделения двух классов коллекторов («тонкослоистые» и «толстослоистые»), имеющих разные петрофизические зависимости пористости от α ПС.

Для построения поверхности ВНК была впервые использована математическая модель формирования наклонного ВНК, учитывающая эффект «запечатывания» залежи за счет изменения относительных фазовых проницаемостей нефти и воды при погружении резервуара.

Были скорректированы формулы для остаточных водонасыщенности (Ков) и нефтенасыщенности (Кон). Прин-

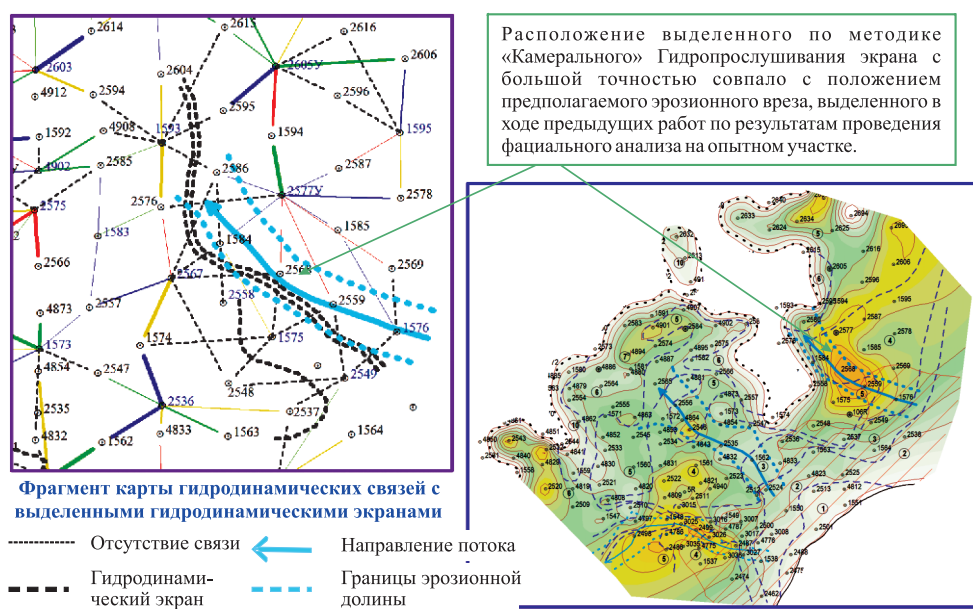


Рис. 7. Пример прогноза гидродинамического экрана по карте гидродинамических связей между скважинами. Время реагирования добывающей скважины на изменение закачки: а – < 1 месяца, б – 1 месяца, в – 2 месяца, г – 3 месяца, д – отсутствие связи.

ципиальное отличие полученных формул от применяемых ранее, заключается в использовании физически обоснованных зависимостей при расчете Ков и Кон, применимых для всего диапазона изменения пористости. Обычные корреляционные зависимости применимы только в том диапазоне изменения пористости, по которому имеется представительное количество изученных образцов.

Чтобы избежать некорректных решений в процессе адаптации кривых относительных фазовых проницаемостей (ОФП), модификация их проводилась не поточечно, а путем изменения показателей степени в стандартной записи ОФП по формулам Corey.

Для расчета технологической эффективности рекомендуемых боковых стволов в рамках программного комплекса Roxar выполнялась дополнительная корректировка параметров модели (коэффициент связи скважины с пластом) для получения более реалистичных прогнозов с учетом реально существующих геологических и технологических рисков. Настройка и тестирование методики проводилось по ранее пробуренным горизонтальным стволам. Результаты прогнозных расчетов показали удовлетворительную сходимость с фактическими данными по этим скважинам.

По результатам моделирования составлена программа бурения восьми боковых стволов с суммарным дополнительным дебитом нефти 235 т/сут.

Однако, созданная ГДМ не является окончательной точкой в деле геологического изучения пластов БВ1-2. В частности, требует дополнительных исследований вопрос о заколонных перетоках. Для этого, прежде всего, необходимо резко повысить точность оценки пластовых и забойных давлений на основе переинтерпретации результатов замеров гидродинамических параметров, которая подобно геолого-петрофизическому моделированию должна выполняться на этапе опережающих научных исследований, так как в рамках стандартных работ по актуализации гидродинамической модели на это не остается времени.

Дополнительного изучения требует строение переходной зоны. Пока что, анализируя результаты адаптации модели, мы пришли к выводу, что размер переходной зоны много меньше, чем может быть рассчитан по данным лабораторных исследований керна, и, вероятно, значительно меньше, чем в уже зафиксированной версии модели. Таким образом, адекватность полученной ГДМ может быть существенно повышена. Однако для этого необходимы дополнительные «внутренние» итерации на различных этапах построения ГДМ с её последующей «переадаптацией» по всем скважинам.

Литература

Дулкарнаев М.Р., Михайлов В.Н. О корректности используемых методик интерпретации петрофизических данных. *Нефть, газ, новации*. 2011. №3. 21-25.

Иванов С.А., Скачек К.Г., Михайлов В.Н., Волков Ю.А. Оперативная методика совместной обработки ГИС и промысловых данных для уточнения площадного распределения остаточных запасов длительно эксплуатируемых нефтяных месторождений. *Мат-лы между. науч.-практ. конф.: «Инновационные технологии в геологии и разработке углеводородов»*. Казань: Изд-во «Репер». 2009. 81-93.

Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газовых месторождений. Ч.2. Фильтрационные модели. М: «ВНИИОЭНГ». 2003. 228.

Михайлов В.Н., Скачек К.Г., Потрясов А.А., Шабанов С.Н.

Оценка гидродинамической связи добывающих и нагнетательных скважин на основе анализа истории разработки. *Мат-лы между. науч.-практ. конф.: «Повышение нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений и комплексное освоение высоковязких нефтей и природных битумов»*. Казань: Изд-во «Фэн» АН РТ. 2007. 408-413.

Сыртланов В.Р., Хисматуллина Ф.С., Сыртланова В.С. О некоторых проблемах построения и использования геолого-технологических моделей для мониторинга разработки. *Мат-лы науч.-практ. конф.: «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО»*. Ханты-Мансийск. 2005. 85-94.

Хасанов М.М., Суртаев В.Н., Тарасов П.А., Торопов К.В., Павлов В.А. Системно-структурированный подход к проектированию. *Нефтяное хозяйство*. 2008. №11. 71-75.

Щацкий А.В., Тихонов В.Б., Бубенцова Н.И. Интегрированная система Гемма. Книга 4.1. Программы обработки промысловых данных. М.: Центральная геофизическая экспедиция. 2000. 54.

V.N. Mikhailov, Yu.A. Volkov, M.R. Dulkarnaev. **Iterative technique of geological hydrodynamic modeling for the estimation of residual oil reserves distribution and planning of geological and technological works.**

Bases of an iterative technique of the geological hydrodynamic modeling are presented in the report. The technique allows building of high-quality hydrodynamic models for the oil reservoir management on the basis of complex processing of geological, geophysical, petrophysical and the oil field data.

Keywords: an iterative technique, geological hydrodynamic models, distribution of residual oil reserves, planning of geological and technological works.

Вячеслав Николаевич Михайлов

К.ф.-м.н., директор ООО «КНТЦ «Недра», заместитель директора ООО «ЦСМРнефть» при АН РТ по направлению «Геология и разработка нефтяных месторождений». Научные интересы: нефтяная геология и геофизика, моделирование и анализ разработки нефтяных месторождений.

420097, Россия, г. Казань, а/я 133. Тел.: (843) 273-67-02.



Юрий Андреевич Волков

Директор ООО «ЦСМРнефть» при АН РТ, к.ф.-м.н. Научные интересы: теория фильтрации и гидродинамика нефтяного пласта, анализ и проектирование разработки нефтяных месторождений.

420061, Россия, г. Казань, Н.Ершова, 55-20. Тел.: (987) 290-26-47.



Марат Рафаилович Дулкарнаев

Начальник отдела разработки нефтяных и газовых месторождений ТПП «Когалымнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». Научные интересы: увеличение коэффициента извлечения нефти на месторождениях, вступивших в позднюю стадию разработки за счёт комплексных ремонтно-изоляционных работ в скважинах.

628481, Россия, Ханты-Мансийский автономный округ-Югра, г. Когалым. Тел./факс: (34667) 6-42-21.

