

## Количественные критерии для управления качеством моделей длительно разрабатываемых месторождений

При пересчете запасов и проектировании разработки длительно эксплуатируемых месторождений должно быть обязательным построение карт невязки прогнозных и фактических дебитов. Построение таких карт целесообразно дополнить вычислением «коэффициента геофизической обоснованности запасов», который представляет собой прежде всего количественную оценку качества интерпретации данных геофизических исследований скважин. Доказано, что предлагаемый коэффициент в достаточно малой степени подвержен влиянию таких факторов, как качество вскрытия пласта, отсутствие достоверной информации о пластовых и забойных давлениях, а так же к наличию больших случайных погрешностей в определении пористости и проницаемости.

*Ключевые слова:* Карты невязки прогнозных и фактических дебитов; геологические и фильтрационные модели; итерационная технология построения моделей; количественные критерии качества моделирования.

Анализ выработки запасов длительно эксплуатируемых месторождений показывает, что по многим из них, как в целом по месторождению, так и, в еще большей степени, по отдельным залежам или участкам, имеются существенные расхождения между утверждёнными коэффициентами извлечения нефти (КИН) и коэффициентами, прогнозируемыми на основе анализа характеристик вытеснения. Например, анализ выработки запасов одного из месторождений Нижневартовского района показал, что по четырем продуктивным пластам из десяти основных, утверждённый по ним КИН, будет превышен на 213 млн. т, хотя в целом по месторождению, при сохранении сложившихся условий разработки, накопленный отбор извлекаемых запасов будет на 250 млн.т меньше планового (Шпильман и др., 2013).

Очевидно, что для таких объектов любая гидродинамическая модель (ГДМ), основанная на утвержденных балансовых запасах, не может дать корректный прогноз дебитов нефти на сколько-нибудь длительный период и, следовательно, не может использоваться для прогноза эффективности планируемых геолого-технологических мероприятий (ГТМ). Тем не менее, по публикациям известно, что и для них ГДМ «успешно» создаются и, с учетом существующих на сегодняшний день формальных критериев качества, адаптируются к данным разработки.

Также известно, что в практической деятельности по прогнозированию дебитов вновь вводимых скважин и планированию технологического эффекта от ГТМ геологи в значительно большей степени могут опираться лишь на собственный опыт, интуицию и простейшие методики геолого-промыслового анализа, чем на ГДМ, хоть и удовлетворяющих формальным критериям качества, но основанных на неправильных запасах.

Между прочим, во «Временном регламенте оценки качества и приемки трехмерных цифровых геолого-гидродинамических моделей, представляемых пользователями недр в составе технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья на рассмотрение ЦКР Роснедр по УВС» (утверждён 19.04.2012) пункт 3.6 гласит, что отклонение величины начальных геологических запасов УВС в ГДМ не должно превышать 5 (пять) относительных % по сравнению со значением, числящимся на государственном балансе. То есть, все прекрасно понимают

насколько важно обеспечить соответствие модельных запасов фактическим. Но, к сожалению, на каком бы высоком качественном уровне не составлялся проект, так никто пока и не может определить насколько запасы УВС, фактически находящиеся в недрах, отличаются от запасов, числящихся на государственном балансе.

Как было сказано в самом начале статьи, эти отклонения могут быть весьма значительными. В ряде публикаций (Муслимов, 2010; 2012), посвященным обоснованию инновационного подхода к проектированию разработки на примере нефтяных месторождений республики Татарстан, Р.Х. Муслимов приходит к более радикальным выводам:

– ни одно нефтяное месторождение РТ не подготовлено для составления качественной геолого-фильтрационной модели и инновационного проектирования;

– утвержденные комплексы геофизических, гидродинамических исследований скважин (ГИС, ГДИС) и методики их интерпретации не обеспечивают создания приближенных к реальным геолого-фильтрационным моделям и проектирования разработки месторождений.

Естественно, возникает вопрос: нельзя ли каким-либо образом использовать результаты геолого-промыслового анализа для уточнения геолого-петрофизических моделей на основе совместной обработки геолого-геофизических и промысловых данных?

Один из давно известных подходов к решению этой задачи заключается в построении карт невязки прогнозных и фактических дебитов. Анализ таких карт является достаточно эффективным инструментом для выявления наиболее грубых ошибок допущенных при интерпретации ГИС, как случайных, обусловленных, например, низким качеством каротажа в отдельных скважинах, так и системных, обусловленных несовершенством методики интерпретации и имеющих, как правило, площадное распространение. К сожалению, существующими правилами представления запасов на ГКЗ не предусмотрено обязательное составление и анализ карт невязки прогнозных и фактических дебитов. Кроме того, отсутствует единая методика составления карт невязки и методики определения такого количественного критерия, который бы позволял объективно судить о том, какую невязку можно считать допустимой, а какую нет.

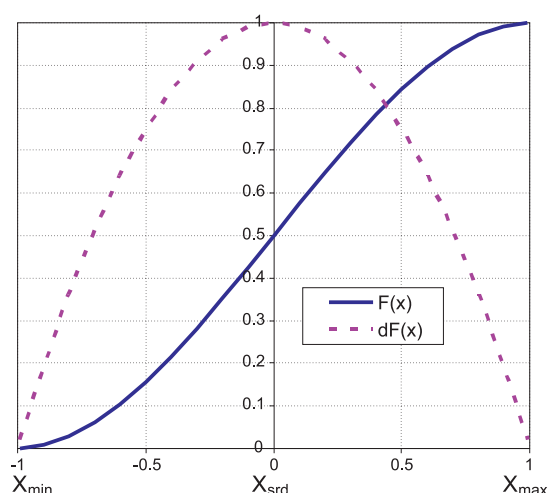


Рис.1. График модельной функции распределения и её плотности вероятности.

Суть нашего предложения заключается в том, что необходимо сделать построение карт невязки прогнозных и фактических дебитов обязательным при пересчете запасов длительно разрабатываемых месторождений, а также дополнить построение карт невязки вычислением «коэффициента геофизической обоснованности запасов», представляющего собой количественную оценку качества результатов интерпретации ГИС (РИГИС) и вычисляемый на основе сравнения прогнозных и фактических дебитов скважин.

Этот коэффициент (обозначим его  $K_{кач}$ ) мы определяем как отношение среднеквадратичной погрешности прогноза дебита скважин с учетом данных интерпретации ГИС к среднеквадратичной погрешности прогноза дебита тех же скважин по статистическому методу (т.е. через средний дебит соседних эксплуатируемых скважин, как это обычно делают на практике). Важно, что использование отношения среднеквадратичных погрешностей вместо абсолютных значений погрешностей в конкретных скважинах позволяет исключить влияние на  $K_{кач}$  качества вскрытия пласта, которое в равной степени увеличивает погрешность прогноза для обоих случаев. Кроме того, с помощью статистического моделирования можно для каждого конкретного месторождения достаточно точно

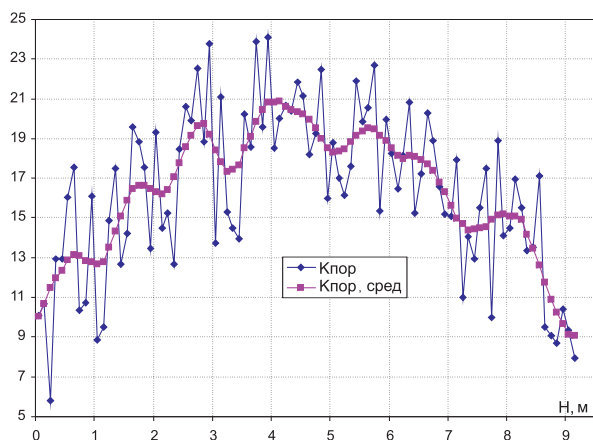


Рис. 2. Характерный график изменения локальной пористости от кровли пласта вдоль ствола модельной скважины.  $K_{пор.сред}$  – средневзвешенная пористость, которую «видит» геофизика. Радиус осреднения определяется конструкцией аппаратуры.

подсчитать какое значение коэффициента  $K_{кач}$  можно считать приемлемым, а какое нет.

В данной статье мы коротко рассмотрим методику и результаты статистического моделирования на примере условного месторождения №1. Главное отличие условного месторождения от настоящего заключается в том, что вместо фактических функций распределения случайных величин, характеризующих залежь (по сути, эти функции должны быть получены на основе обработки фактических данных), мы воспользуемся модельными функциями распределения, полученными на основе экспертной оценки. Например, в качестве модельной функции распределения для всех задействованных в модели случайных величин (кроме проницаемости) используем функцию:

$$F(x) = (x_1(3-x_1^2)+2)/4, \text{ где } x_1 = 2(x - (x_{max} + x_{min})/2)/(x_{max} - x_{min}), \quad (1)$$

график которой показан на рис 1. Таким образом модельная функция распределения полностью определяется заданием диапазона изменения значений случайной величины.

А для вычисления проницаемости используем формулу:  $K_{пр} = e^y$ , где  $y$  – случайная величина, поведение которой описывается также функцией распределения (1).

Основные параметры месторождения №1:

- число скважин: 80;
- мощность пласта: от 2 до 10 метров (в среднем 6 м);
- тренд пористости  $K_{пор.тренд}$  в каждой скважине изменяется по параболическому закону от 10% в кровле и подошве пласта до максимального значения в  $18\% \pm 2\%$  на половине мощности пласта; локальное значение пористости, характеризующее интервал разреза мощностью 10 см, изменяется случайным образом в диапазоне от  $K_{пор.тренд} - 6$  до  $K_{пор.тренд} + 6$ . Характерный график распределение пористости вдоль ствола скважины показан на рис. 2. Характерная итоговая гистограмма распределения пористости по всем скважинам показана на рис. 3;
- локальное значение проницаемости также задается с шагом 10 см по разрезу. Вид статистической зависимости проницаемости от пористости приведен на рис. 4;
- геофизические методы, используемые для определения пористости по данным ГИС, характеризуются эффективным радиусом исследования  $\pm 0.5$  м вдоль ствола скважины с весовой функцией параболического вида (аналогично показанной на рис. 1). То есть локальное значение пористости, определяемое в результате интерпрета-

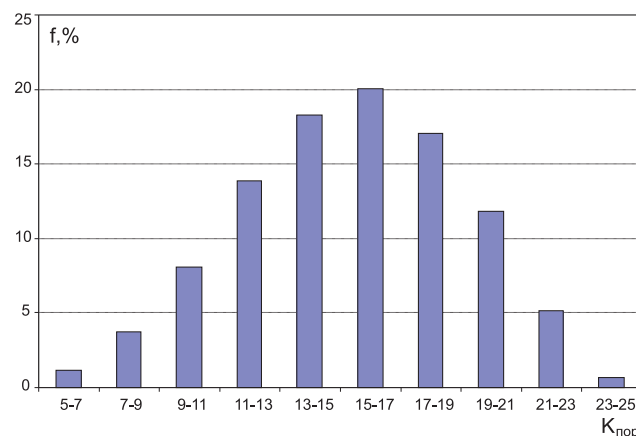


Рис. 3. Характерная итоговая гистограмма распределения пористости по всем скважинам модельного месторождения.

ции ГИС, представляет собой средневзвешенное значение ( $K_{пор,сред}$ , рис. 2) фактической пористости в эффективном радиусе исследования с добавлением к нему случайной и систематической погрешности интерпретации. Величины случайной и систематической погрешностей интерпретации варьируются в процессе статистического моделирования с целью оценки их влияния на итоговый «коэффициент геофизической обоснованности»;

– значение проницаемости по данным геофизики определяется через пористость по формуле, приведенной на рис. 4;

– средняя депрессия на скважинах составляет 80 атм. Максимальное возможное отклонение фактической депрессии от средней варьируется в процессе статистического моделирования в диапазоне от  $\pm 4$  атм до  $\pm 75$  атм с целью оценки влияния точности определения депрессии на «коэффициент геофизической обоснованности»;

– средний скин-фактор на скважинах составляет 1. Максимальное возможное отклонение фактического скина от среднего значения варьируется в процессе статистического моделирования в диапазоне от  $\pm 0.5$  до  $\pm 5$  с целью оценки влияния точности определения скина на «коэффициент геофизической обоснованности».

Статистическое моделирование проводится методом Монте-Карло. При этом в соответствии с установленными выше статистическими распределениями генерируется 200 случайных моделей условного месторождения №1. Далее для каждой скважины рассчитывается дебит по формуле Дюпюи с учетом известных фактических значений проницаемости и заданных значений депрессии и скин-фактора. Также для каждой скважины рассчитывается прогнозный дебит по ГИС с учетом значений проницаемости, полученных в результате интерпретации ГИС, и фиксированных значениях депрессии и скин-фактора. При этом использованные фиксированные значения депрессии и скин-фактора, подбираются так, чтобы улучшить сходимость «фактических» и прогнозных дебитов, и, соответственно, могут отклоняться от известных средних значений.

Далее для каждой из 200 моделей месторождения вычисляется:

- средний дебит по месторождению ( $Q_{сред}$ );
- среднее квадратичное отклонение дебита от его среднего значения, то есть погрешность прогноза дебита по «статистическому» методу ( $D_{стат}$ );
- среднее квадратичное отклонение дебита от прогнозного дебита по ГИС, то есть погрешность прогноза дебита по ГИС ( $D_{ГИС}$ );
- вычисляется «коэффициент геофизической обоснованности»  $K_{кач} = D_{ГИС} / D_{стат}$ .

Вычисляется функция распределения  $F(K_{кач})$ . По известной функции распределения определяются медиана  $K_{кач,мед}$  ( $0.5 = F(K_{кач,мед})$ ), нижняя и верхняя границы доверительной области изменения  $K_{кач}$  при уровне значимости 0.95 –  $K_{кач,мин0.95}$  ( $0.025 = F(K_{кач,мин0.95})$ ) и  $K_{кач,мах0.95}$  ( $0.975 = F(K_{кач,мах0.95})$ ). Строится график зависимости  $F(K_{кач})$  в диапазоне  $K_{кач} \in [K_{кач,мин0.95}, K_{кач,мах0.95}]$  (Рис.5).

Для контроля точности вычисления функции распределения на рис. 5 приведены 4 варианта

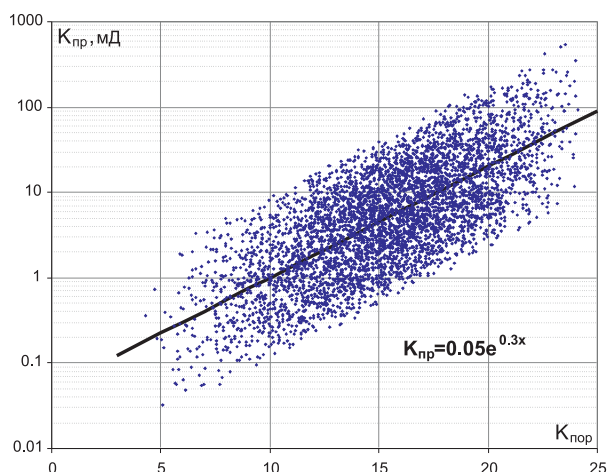


Рис. 4. Статистическая зависимость проницаемости от пористости, построенная на основе фактических значений локальной пористости и проницаемости модельного месторождения. Жирная линия и формула показывают тренд зависимости проницаемости от пористости, использованный при генерации исходных данных и для расчета проницаемости по данным ГИС.

функции распределения  $F(K_{кач})$ , рассчитанные при различных реализациях генератора случайных чисел и одинаковых остальных параметрах модели. Для вычисления каждого варианта использовано 200 случайных реализаций модели месторождения №1. Видно, что медианные

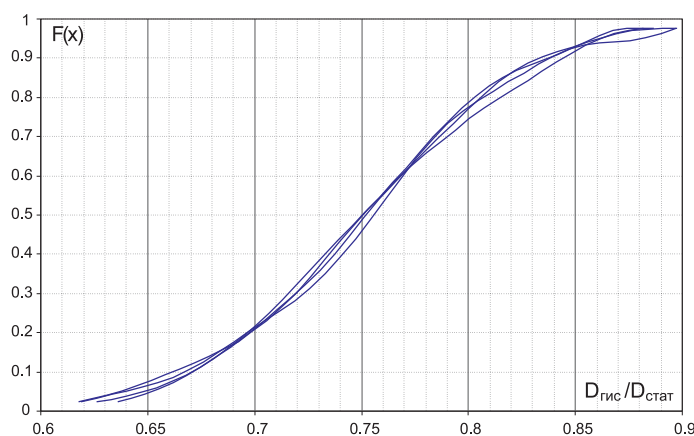


Рис. 5. Четыре варианта функции распределения  $K_{кач}$ , рассчитанные при различных реализациях генератора случайных чисел и одинаковых остальных параметрах модели.

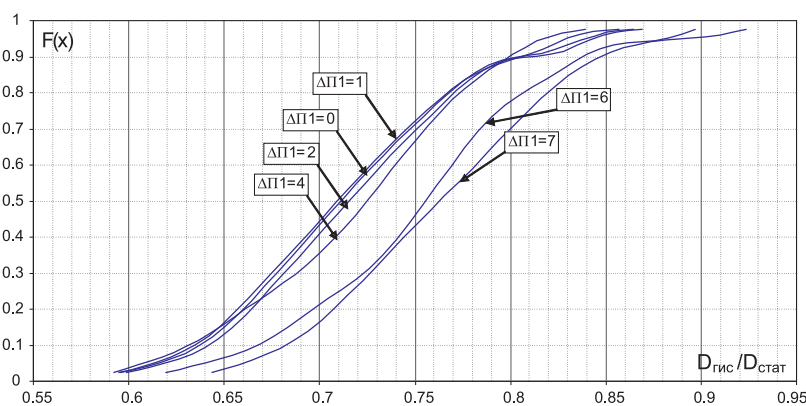


Рис. 6. Зависимость функции распределения  $F(K_{кач})$  от величины случайной погрешности определения пористости по данным ГИС ( $\Delta P1=0, \pm 1, \pm 2, \pm 4, \pm 6, \pm 7$ ) при  $\Delta S = \pm 4$ ,  $\Delta P = \pm 40$  атм,  $\Delta P2 = 0$ .



значения различных вариантов функции распределения отличаются не более, чем на 0.01, а границы доверительной области – не более, чем на 0.02. Такая точность вполне достаточна для анализа зависимости  $K_{\text{кач}}$  от влияющих факторов.

В данном случае, нам необходимо проанализировать каким образом на распределение  $K_{\text{кач}}$  влияют следующие факторы:

- диапазон случайных отклонений скин-фактора ( $\Delta S$ ) в отдельных скважинах от его среднего значения;
- диапазон случайных отклонений депрессии ( $\Delta P$ ) в отдельных скважинах от её среднего значения;
- величина случайной погрешности определения пористости по данным ГИС ( $\Delta P1$ );
- величина систематической погрешности определения пористости по данным ГИС ( $\Delta P2$ ).

Как видно из рис.6, величина случайной погрешности определения пористости по данным ГИС ( $\Delta P2$ ) на удивление мало влияет на величину коэффициента геофизической обоснованности. При задании погрешности в диапазоне от 0 до 4 медианное значение  $K_{\text{кач}}$  меняется в диапазоне от 0.71 до 0.73. Существенные отличия появляются только при  $\Delta P1$  в диапазоне от 6 до 7, но вряд ли такие погрешности могут реализовываться на практике. Отметим, что слабое влияние фактора  $\Delta P1$ , несомненно, обус-

ловлено, тем что оно маскируется большими неопределенностями в определении депрессии и скин-фактора, которым в данном случае были заданы следующие значения:  $\Delta S = \pm 4$ ,  $\Delta P = \pm 40$  атм.

На рис. 7 видно, что функции распределения  $F(K_{\text{кач}})$  достаточно сильно зависят от диапазона случайных отклонений депрессии ( $\Delta P$ ). Однако при любых значениях  $\Delta P$  величина  $K_{\text{кач,мед}}$  не превышает 0.77, а верхняя граница доверительной области  $K_{\text{кач,max0.95}} = 0.93$ .

На рис. 8 (первая группа графиков) видно, что функции распределения  $F(K_{\text{кач}})$  также достаточно сильно зависят от диапазона случайных отклонений скин-фактора ( $\Delta S$ ). Однако при любых значениях  $\Delta P$  величина  $K_{\text{кач,мед}}$  не превышает 0.82, а верхняя граница доверительной области  $K_{\text{кач,max0.95}} = 0.94$ .

Таким образом, проведенный анализ показал, что при отсутствии систематической погрешности определения пористости по ГИС ни один из рассмотренных выше факторов в разумном диапазоне их изменения не позволяет получить верхнюю границу доверительной области  $K_{\text{кач,max0.95}}$  больше, чем 0.95, а медианное значение  $K_{\text{кач,мед}}$  – больше, чем 0.85.

Из этого мы делаем вывод о том, что получение коэффициента геофизической обоснованности больше, чем 0.85 с большой вероятностью свидетельствует о наличии систематических ошибок в определении пористости по данным ГИС. Вторая серия графиков на рис. 8 служит тому наглядной иллюстрацией. Видно, что при наличии систематической ошибки определения пористости  $K_{\text{кач}}$  начинает быстро расти и даже может стать больше единицы. «Единица» в данном случае представляет психологически значимую границу, так как в этом случае для подавляющего большинства специалистов, занимающихся анализом разработки месторождений, даже и без проведения сложного статистического анализа становится ясно, что с геофизикой у этого месторождения что-то не так.

Таким образом, на основе статистического анализа доказано сделанное в начале статьи заявление о том, что предлагаемый к использованию коэффициент геофизической обоснованности запасов в достаточно малой степени подвержен влиянию такого фактора, как качество вскрытия пласта, и некоторых других факторов, среди которых: отсутствие достоверной информации о пластовых и забойных давлениях, большая случайная погрешность при определении проницаемости на основе корреляционной зависимости «пористость-проницаемость», а также случайной погрешности определения пористости по ГИС (в отличие от систематической погрешности).

Тем не менее некоторые специальные приемы, основанные на анализе не мгновенных дебитов, а всей истории разработки месторождения, позволяют в еще большей степени ослабить влияние отмеченных выше негативных факторов. С учетом этих дополнительных приемов нами была разработана оперативная методика

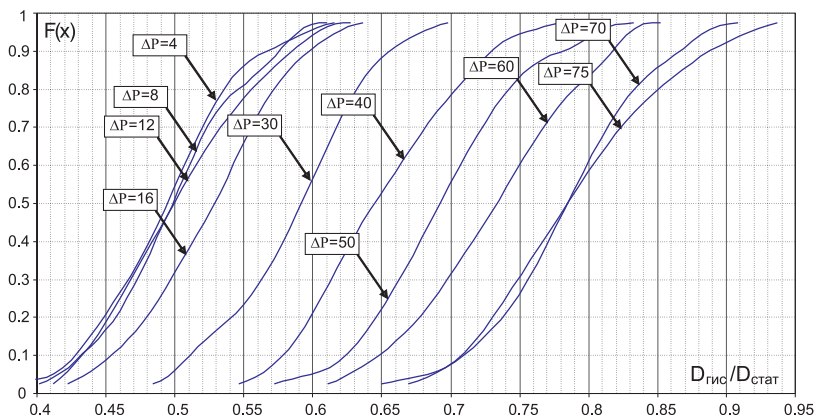


Рис. 7. Зависимость функции распределения  $F(K_{\text{кач}})$  от диапазона случайных отклонений депрессии ( $\Delta P$ ) при  $\Delta S = \pm 0.5$ ,  $\Delta P1 = 3$ ,  $\Delta P2 = 0$ .

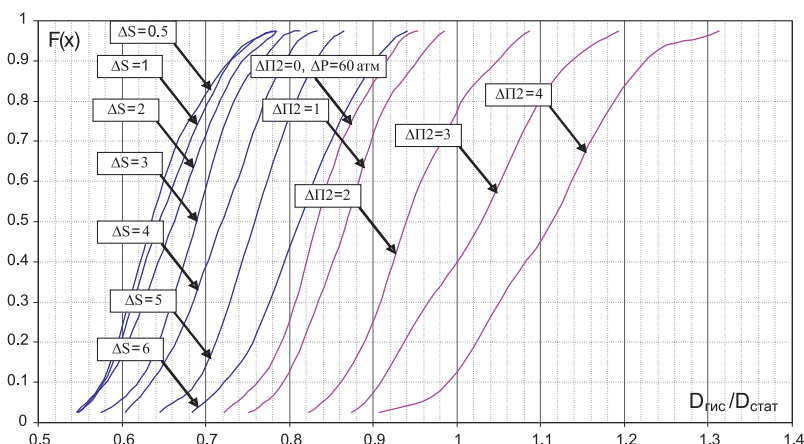


Рис. 8. Зависимость функции распределения  $F(K_{\text{кач}})$  от диапазона случайных отклонений скин-фактора ( $\Delta S$ ) при  $\Delta P = \pm 40$  атм,  $\Delta P1 = 3$ ,  $\Delta P2 = 0$  (первая группа графиков); от величины систематической погрешности определения пористости по данным ГИС ( $\Delta P2 = 0, \pm 1, \pm 2, \pm 4$ ) при  $\Delta P = \pm 40$  атм,  $\Delta S = \pm 6$ ,  $\Delta P1 = 3$  (вторая группа графиков).

расчета данного коэффициента, позволяющая количественно оценивать максимально допустимую величину невязки прогнозных и фактических дебитов и на основе этого ранжировать объекты разработки по качеству геофизической обоснованности запасов. В ходе разработки методики опытным путем была определена оптимальная продолжительность периода, в пределах которого считается средний дебит скважины. Также разработаны способы введения поправок для учета влияния на дебит скважины проводившихся ГТМ (прежде всего, имеется в виду ГРП, который можеткратно изменять дебит скважины) и коэффициента обводненности продукции.

С учетом результатов ранжирования, могут быть запланированы работы по созданию уточненных геолого-петрофизических моделей на основе использования нестандартных (более трудоемких, но, вместе с тем, более точных) методик интерпретации ГИС, а также научно обоснованы минимально необходимые объемы проведения дополнительных исследований керна, использования расширенного комплекса ГИС и пр., как это показано на схеме (Рис. 9).

В данном случае, в качестве граничного значения коэффициента геофизической обоснованности запасов принято значение 0.85: если рассчитанное значение коэффициента меньше, чем 0.85 – месторождение подготовлено к проектированию и можно приступать к построению цифровых геологической и фильтрационной моделей. Если нет, то необходимо делать переинтерпретацию ГИС (итерация 1).

Ранее мы уже писали о некорректности некоторых стандартных методик, используемых при интерпретации ГИС (Дулкарнаев, Михайлов, 2011; Михайлов, Волков, 2010). Наш опыт работы показывает, что устранение этих некорректностей совместно с использованием ряда новых (нестандартных) методик интерпретации ГИС, разработанных в ООО «ЦСМРнефть» и ООО «КНТЦ «Недра», основанных на более углубленном анализе уже имеющихся геолого-геофизических данных (без проведения дополнительных дорогостоящих исследований), позволяет улучшить коэффициент геофизической обоснованности запасов на 25–40%.

Если же и это не помогает, то необходимо проведение дополнительных исследований, направленных на повышение качества модели (итерация 2). Тем самым необходимость проведе-



Рис.9. Схема управления качеством геолого-петрофизического моделирования.

ния дополнительных, порой весьма дорогостоящих, исследований ставится в зависимость от качества существующей модели, что позволяет гармонизировать отношения государства и недропользователя.

Данная методика была опробована на 9 объектах разработки Когалымского региона. При этом было установлено, что по всем рассмотренным объектам разработки оценка качества первоначальных петрофизических моделей (взятых из отчетов по подсчету запасов) оказалась больше единицы! По некоторым из них нами была проведена переинтерпретация ГИС (Иванов и др., 2011; Михайлов и др., 2011; Волостнов и др., 2012). После исправления явных ошибок и использования более совершенных методик переинтерпретации ГИС (после нескольких внутренних итераций в рамках «превой итерации» по схеме на рис. 9) удалось получить коэффициент геофизической обоснованности меньше единицы (в диапазоне 0.8–0.9). При этом были выявлены ограничения и даже некорректность некоторых традиционно применяемых методик интерпретации, даны рекомендации как их избежать.

Здесь надо особо подчеркнуть, что качество обоснования начальных геологических запасов (имеется в виду объемное распределение плотности запасов) во всех рассмотренных случаях первоначально так же не соответствовало требованиям введенного в рассмотрение критерия.

## Выводы

Разработана методика оперативной оценки коэффициента геофизической обоснованности запасов, которая рекомендуется к использованию как инструмент управления качеством геолого-петрофизических моделей, закладываемых в основу последующего создания цифровых моделей для подсчета-пересчета запасов и проектирования-перепроектирования разработки.

Данная методика может служить основой для классификации балансовых запасов нефти по коэффициенту геофизической обоснованности, которую целесообразно проводить как на государственном уровне (с целью контроля за рациональным использованием недр) так и на уровне отдельно взятого недропользователя. Внедрение предлагаемой методики позволит:

- выявить первоочередные месторождения, по которым необходимо уточнить действующие геолого-петрофизические модели;
- повысить общее качество вновь создаваемых геолого-петрофизических моделей по объектам разработки;
- избежать непроизводительных затрат на создание геологических и адаптацию гидродинамических моделей на основе РИГИС заведомо низкого качества;
- оптимизировать затраты на геологическое доизучение длительно разрабатываемых и изучение вновь вводимых в разработку месторождений;
- сформировать объективно необходимую основу (программу действий) для гармонизации экономических интересов государства и недропользователя.

## Литература

Волостнов В.А., Михайлов В.Н., Волков Ю.А., Дулкарнаев М.Р. Особенности построения геолого-гидродинамических моделей стандартным методом и по итерационной технологии с целью уточнения распределения остаточных запасов и планирования гео-

лого-технологических мероприятий. *Сб. докладов XV-й окружной научно-практ. конф. «Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа – Югры»* (2011). Ханты-Мансийск: Изд. Дом «ИздатНаукаСервис». 2012. Т.2. С.68-77.

Дулкарнаев М.Р., Михайлов В.Н. О корректности используемых методик интерпретации петрофизических данных. *Нефть, газ, новации*. 2011. №3. С.25-29.

Иванов С.А., Скачек К.Г., Осерская Ю.А., Михайлов В.Н., Волков Ю.А. Инновационный подход к оценке площадного распределения остаточных запасов длительно эксплуатируемых нефтяных месторождений. *Сб. докладов XIII-й окружной научно-практ. конф. «Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа – Югры»* (2010). Ханты-Мансийск: Изд. Дом «ИздатНаукаСервис». 2011. Т.1. С.370-381.

Михайлов В.Н., Волков Ю.А. О корректности используемых методик интерпретации петрофизических данных. *Тр. Межд. научно-практ. конф. «Инновации и технологии в разведке, добыче и переработке нефти и газа»*. Казань: Изд-во «ФЭН». 2010. С.249-255.

Михайлов В.Н., Волков Ю.А., Дулкарнаев М.Р. Итерационная методика построения геолого-гидродинамических моделей для

оценки распределения остаточных запасов нефти и планирования геолого-технологических мероприятий. *Георесурсы*. 2011. №3(39). С. 43-48.

Муслимов Р.Х. Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее: учебное пособие. Казань: Изд-во «ФЭН». 2012. 664 с.

Муслимов Р.Х. О стандарте инновационного проектирования разработки месторождений углеводородов с целью увеличения извлекаемых запасов. *Нефтяное хозяйство*. 2010. № 1. С.12-16.

Шпильман А.В., Толстолыткин И.П. Пути реализации добычного потенциала нефти ХМАО-Югры. *Георесурсы*. 2013. № 4(54). С.23-28.

### Сведения об авторах

Юрий Андреевич Волков – канд. физ.-мат. наук, генеральный директор ООО «ЦСМРнефть» при Академии наук Республики Татарстан, заслуженный нефтяник РТ.

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

Вячеслав Николаевич Михайлов – канд. физ.-мат. наук, генеральный директор ООО «КНТЦ»Недра», зам. директора ООО «ЦСМРнефть» по геологии и разработке.

420061, Казань, ул. Зинина, 1-26. Тел: (917) 289-97-15

## Quantitative Criteria for Quality Management of Long-term Developed Fields Models

Yu.A. Volkov<sup>1</sup>, V.N. Mikhaylov<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup>ООО «TsSMRneft», Kazan, Russia, yua@csmr.ru

<sup>2</sup>ООО «КНТЦ» «Недра», ООО «TsSMRneft», Kazan, Russia, MihailovVN@mail.ru

**Abstract.** When converting reserves and engineering of long-term developed fields, closure maps construction of forecasting and actual production rate should be required. Construction of such maps should be supplemented by calculating "coefficient of geophysical reserves justification", which is primarily a quantitative assessment of well logging data interpretation quality. It is proved that proposed coefficient in sufficiently small extent is subjected to factors such as quality of the reservoir completion, absence of reliable information on formation and bottom hole pressure, as well as to the presence of large random errors in determination of porosity and permeability.

**Keywords:** closure maps of forecasting and actual production rates; geological and filtration models; iterative technology for constructing models; quantitative criteria for quality modeling.

### References

Volostnov V.A., Mikhaylov V.N., Volkov Yu.A., Dulkarnaev M.R. Features of construction of geological and hydrodynamic models using standard method and iterative techniques to clarify the distribution of remaining reserves and planning of geological and technological activities. *Sbornik dokladov XV nauchno-prakt. konf. «Puti realizatsii neftegazovogo i rudnogo potentsiala Khanty-Mansiyskogo avtonomnogo okruga-Yugry»* (Khanty-Mansiysk, 2011) [XV Sci. and Pract. Conf «Ways of implementation of oil and gas and ore potential of the Khanti-Mansiysk Autonomous District-Yugra»: Collected papers]. Khanty-Mansiysk: «IzdatNaukaServis» Publ. 2012. V.2. Pp.68-77. (In Russian)

Dulkarnaev M.R., Mikhaylov V.N. O korrektnosti ispol'zuemykh metodik interpretatsii petrofizicheskikh dannykh [Correctness of the petrophysical data interpretation method]. *Neft'. gaz. novatsii* [Oil. Gas. Novations]. 2011. №3. Pp.25-29.

Ivanov S.A., Skachek K.G., Oserskaya Yu.A., Mikhaylov V.N., Volkov Yu.A. An innovative approach to assessing the areal distribution

of remaining reserves of long exploited oilfields. *Sbornik dokladov XIII nauchno-prakt. konf. «Puti realizatsii neftegazovogo i rudnogo potentsiala Khanty-Mansiyskogo avtonomnogo okruga-Yugry»* (Khanty-Mansiysk, 2010) [XIII Sci. and Pract. Conf «Ways of implementation of oil and gas and ore potential of the Khanti-Mansiysk Autonomous District-Yugra»: Collected papers]. Khanty-Mansiysk: «IzdatNaukaServis» Publ. 2011. V.1. Pp.370-381. (In Russian)

Mikhaylov V.N., Volkov Yu.A. Correctness of the petrophysical data interpretation method. *Trudy Mezhd. nauchno-prakt. konf. «Innovatsii i tekhnologii v razvedke, dobyche i pererabotke nefiti i gaza»* [Proc. Int. Sci.-Pract. Conf. «Innovation and technology in the exploration, extraction and processing of oil and gas»]. Kazan: «Fen» Publ. 2010. Pp.249-255. (In Russian)

Mikhaylov V.N., Volkov Yu.A., Dulkarnaev M.R. Iterative technique of geological hydrodynamic modeling for the estimation of residual oil reserves distribution and planning of geological and technological works. *Georesursy* [Georesources]. 2011. № 3(39). Pp.43-48. (In Russian)

Muslimov R.Kh. Nefteotdacha: proshloe, nastoyashee, budushee [Oil recovery: past, present and future]. Kazan: «Fen» Publ. 2012. 664p.

Muslimov R.Kh. On the standard of an oil fields development innovative design with the purpose of increase recoverable reserves. *Neftyanoe khozyaystvo* [Oil industry]. 2010. № 1. Pp.12-16. (In Russian)

Shpilman A.V., Tolstolytkin I.P. Ways of implementation of oil production potential of Khanti-Mansiysk Autonomous District-Yugra. *Georesursy* [Georesources]. № 4(54). 2013. Pp.23-28. (In Russian)

### Information about authors

Yuriy A. Volkov – Cand. Sci. (Phys.-Math.), Director of the ООО «TsSMRneft», Honored petroleum expert of the Tatarstan Republic 420061, Ershova str., 55-20, Kazan, Russia. Tel: +7(987)290-26-47

Vyacheslav Nikolaevich Mikhaylov – Cand. Sci. (Phys.-Math.), Director of the ООО «КНТЦ» «Недра», Deputy Director for Geology of the ООО «TsSMRneft».

420061, Russia, Kazan, Zinina str., 1-26. Tel: +7(917) 289-97-15