УДК 553.982.2

ПРИМЕНЕНИЕ КОМПЛЕКСНОГО УЧЕТА ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ПРИ АДАПТАЦИИ ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ
(на примере визейской залежи Гондыревского месторождения нефти)

В.А.РЕПИНА, В.И.ГАЛКИН, С.В.ГАЛКИН
Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия

Рассмотрена методика совместного учета пористости и объемной плотности породы при моделировании распределения проницаемости в объеме залежи. На основе петрофизических исследований керна месторождений Башкирского свода проведен анализ соотношений значений пористости, плотности и проницаемости горных пород. Установлены значимые корреляционные связи данных показателей в условиях поровых коллекторов, а также снижение таких связей для плотных пород и интервалов с аномально высокими фильтрационно-емкостными свойствами. Для терригенных коллекторов порового типа предложена модель оценки проницаемости на основе совместного учета пористости и плотности пород.

Для визейского эксплуатационного объекта Гондыревского месторождения построена модифицированная модель, для которой проницаемость коллектора рассчитана как функция от пористости и плотности пород. Проведено сравнение модифицированной модели с моделью, полученной по стандартной методике; в результате установлены их значимые различия. В модифицированном варианте максимальная проницаемость выделена на южном участке залежи. При стандартной оценке наибольшие значения характерны для центральной части, при приближении к контуру по всей площади проницаемость закономерно снижается. Геологическая модель в модифицированном варианте в отличие от стандартного значительно более однородна, не имеет резких флуктуаций в значениях проницаемости.

Для обоих кубов проницаемости выполнены расчеты по воспроизведению истории разработки объекта. Установлено, что суммарная добыча нефти, рассчитанная по модифицированной модели, значительно лучше соотносится с фактическими данными. Наибольший эффект от применения предложенной методики наблюдается для начального периода разработки, где сходимость высокодебитных скважин значительно лучше. В целом результаты сравнения методик показывают значительное улучшение адаптации истории разработки модифицированной модели по сравнению со стандартной. Таким образом, методика учета плотности пород позволяет более обоснованно учитывать различия в литологии визейских коллекторов, что в конечном итоге ведет к большей достоверности распределения остаточных извлекаемых запасов нефти.

***Ключевые слова*:** керн, пористость, плотность, проницаемость, метод множественной регрессии, трехмерная гидродинамическая модель, поровый коллектор, адаптация, скважина, добыча нефти

***Как цитировать эту статью*:** Репина В.А. Применение комплексного учета петрофизических характеристик при адаптации геолого-гидродинамических моделей (на примере визейской залежи Гондыревского месторождения нефти) / В.А.Репина, В.И.Галкин, С.В.Галкин // Записки Горного института. 2018. Т. 231. С. 268-274. DOI: 10.25515/PMI.2018.3.268

Введение. Целью данной работы является усовершенствование методики построения геолого-гидродинамических моделей нефтяных месторождений. Для исследований выбраны визейские эксплуатационные объекты Башкирского свода (Пермский край). Опыт построения геолого-гидродинамических моделей показывает, что одним из ключевых моментов их достоверности и качества адаптации технологических показателей является объективная оценка коэффициента проницаемости k. При воспроизведении истории разработки в трехмерной модели параметр проницаемости более всего подвергается модификации для настройки. Вместе с тем согласно действующему сегодня регламенту [9] методы моделирования проницаемости выбирают исполнители работы.

При определении коэффициента проницаемости на практике преобладают два основных подхода. В первом за основу берутся данные гидродинамических исследований скважин (ГДИ). Использование методов ГДИ позволяет получить оценку проницаемости, ориентированную на реальную добычу из скважин. Примером реализации такого подхода для территории исследования может служить работа [7]. Однако не вся площадь залежи характеризуется кондиционными значениями k, особенно для эксплуатационных объектов с малым фондом скважин, ввиду как недостаточности количества определений ГДИ, так и часто их неполной достоверности [5]. Кроме того, при таком методическом подходе интервал добычи (перфорации) характеризуется единственным значением k без его дифференциации в отдельных пропластках. В результате геолого-гидродинамическая модель, построенная без учета данных керна, всегда получается излишне однородной по вертикали.

Альтернативой использованию данных ГДИ при оценке проницаемости являются петрофизические зависимости от пористости: $k = f(К_п)$. Для создания геологической основы залежи при построении трехмерного куба проницаемости используются данные геофизических исследований скважин (ГИС). Геологические модели, получаемые таким способом, в большей степени учитывают вертикальную неоднородность разреза, однако не в полной мере отображают неоднородность залежи по площади. Это происходит ввиду того, что участки залежи без отбора керна фактически не участвуют в построении зависимости. Необходимо отметить, что для месторождений Пермского края характерен низкий отбор керна [6], что снижает корреляционную связь между $К_п$ и k.

Методика оценки проницаемости по данным керна с совместным учетом пористости и объемной плотности пород. Визейские отложения на территории исследования имеют высокую плотность промышленных открытий и длительную историю разработки, для территории Башкирского свода они в основном представлены средне- и мелкозернистыми песчаниками, реже алевролитами [3]. Граничные значения коллекторских свойств, ниже которых в пластовых условиях порода считается непроницаемой для флюидов, оценивают в диапазоне $К_п = 11 \div 13$ %, $k = (17 \div 35)10^{-3}$ мкм^2. При этом фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пород варьируют в очень больших пределах. Обобщение, анализ и классификация накопленных лабораторных данных для визейских объектов Башкирского свода выполнены для поиска ключевых факторов, определяющих качество моделирования проницаемости в межскважинном пространстве, что представляет собой исключительно важную задачу при создании трехмерных моделей месторождений.

В работе проанализировано 4167 лабораторных определений пористости и проницаемости породы. Из рис.1, *а* видно, что корреляционное поле между $К_п$ и k имеет большую дисперсию, что объяснимо присутствием в статистической выборке коллекторов различного типа. Именно необходимость учета литотипов пород в большинстве работ [1, 2, 4, 12] признается определяющим фактором для повышения достоверности оценки k по данным керна. На взгляд авторов, существенно повысить достоверность прогноза можно путем привлечения дополнительной петрофизической информации по керновому материалу. С учетом этого для дополнительного описания пустотного пространства породы рассмотрена ее объемная плотность ρ. Петрофизические данные по визейским терригенным коллекторам объединены в единую статистическую выборку и построены корреляционные поля (рис.1).

Зависимость $К_п$ и k имеет нелинейный характер со значительным разбросом значений параметров на всем диапазоне их изменения. Выделяются резко отличающиеся участки при $К_п < 10$ %, где k не превышает начальных значений, и $К_п > 10$ %, где k изменяется в широких пределах. Аналогична ситуация с k на участках изменения $\rho > 2{,}6$ г/см^3 и $\rho < 2{,}6$ г/см^3. В работе [10] в зависимости от диапазонов петрофизических характеристик и с учетом корреляционных связей между ними предложено разделение пород на три класса: плотные породы (значения ФЕС ниже граничных значений); коллекторы порового типа; суперколлекторы (интервалы с аномально высокими значениями ФЕС). Причем именно для поровых коллекторов установлены значимые корреляционные связи между петрофизическими показателями, в том числе линейная зависимость ρ и $К_п$.

С целью обоснованного изменения проницаемости в объеме залежи в данной статье рассмотрена возможность создания моделей прогнозирования значения проницаемости по лабораторным данным при совместном влиянии пористости и плотности породы. Для учета при оценке k комплекса параметров применен метод множественной регрессии [11, 13]. В результате для каждого из выделенных ранее классов представительной выборки построены многомерные уравнения регрессии:

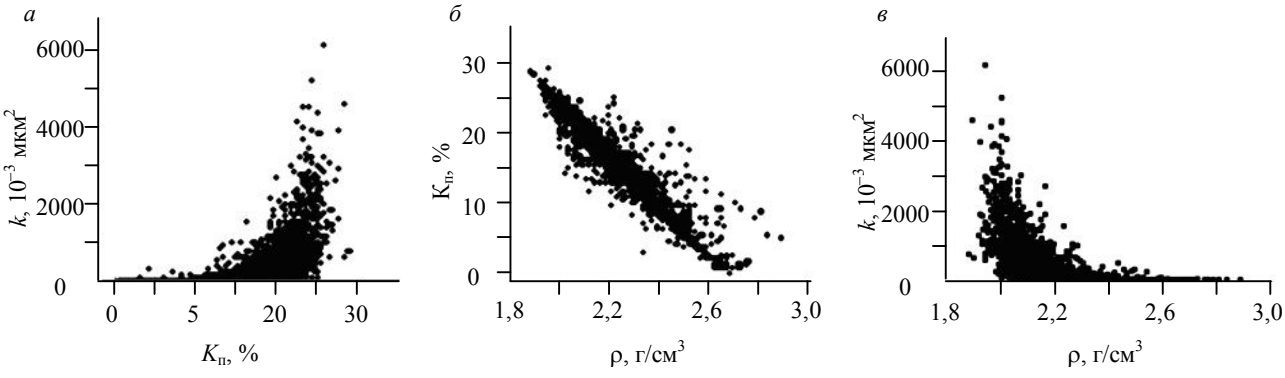


Рис.1. Корреляционные поля между параметрами для визейских терригенных коллекторов Башкирского свода

– класс плотных пород $k = 13{,}9 + 4{,}3К_п – 9{,}34ρ$ при $R = 0{,}29$;
– класс поровых коллекторов $k = –493{,}4 + 48{,}9К_п – 42{,}2ρ$ при $R = 0{,}69$;
– класс суперколлекторов $k = 1350{,}2 + 38{,}6К_п – 52{,}2ρ$ при $R = 0{,}12$.

Построенные многомерные уравнения получены для значительной по площади толщи одновозрастных визейских пород Башкирского свода территории Пермского края. Из них видно, что устойчивые связи при оценке k по многомерным зависимостям (большие значения R) установлены только для класса поровых коллекторов. Необходимо заметить, что достоверный прогноз проницаемости актуален именно для коллекторов этого типа, тогда как оценка проницаемости в неколлекторах, ввиду отсутствия в них подвижной нефти, вообще лишена практического смысла. Доля же скважин, характеризующихся работой суперколлектора, согласно данным работы [8], не превышает 3 %.

Достоверность предложенного подхода оценки k с учетом ρ и $К_п$ протестирована на скважинах визейского объекта Гондыревского месторождения. При этом сравнивались результаты адаптации истории разработки скважин в двух вариантах. В первом случае при моделировании куба проницаемости использовалась стандартная методика оценки по данным ГИС и зависимость $\ln(k) = 0{,}712К_п – 9{,}2516$. Во втором – куб проницаемости формировался с учетом уравнения регрессии для класса поровых коллекторов (модифицированная методика).

Анализ рис.2 и 3 прежде всего показывает, что в модифицированном варианте значения k в объеме залежи изменяются в значительно меньших пределах. Так, если при стандартной методике диапазон k достаточно часто превышает $1000 \cdot 10^{-3}$ мкм^2, то в модифицированном – большинство определений сконцентрировано в диапазоне $(400\text{-}550)10^{-3}$ мкм^2. В модифицированном варианте в отличие от стандартного модель значительно более однородна, не имеет резких флуктуаций. Необходимо обратить внимание, что в модифицированном варианте максимальная проницаемость выделена на южном участке залежи (см. рис.2, *б*). При стандартной оценке максимальная проницаемость сосредоточена в центральной части (до $2300 \cdot 10^{-3}$ мкм^2), причем при приближении к контуру по всей площади (рис.2, *а*) она закономерно снижается ($k < 300 \cdot 10^{-3}$ мкм^2).

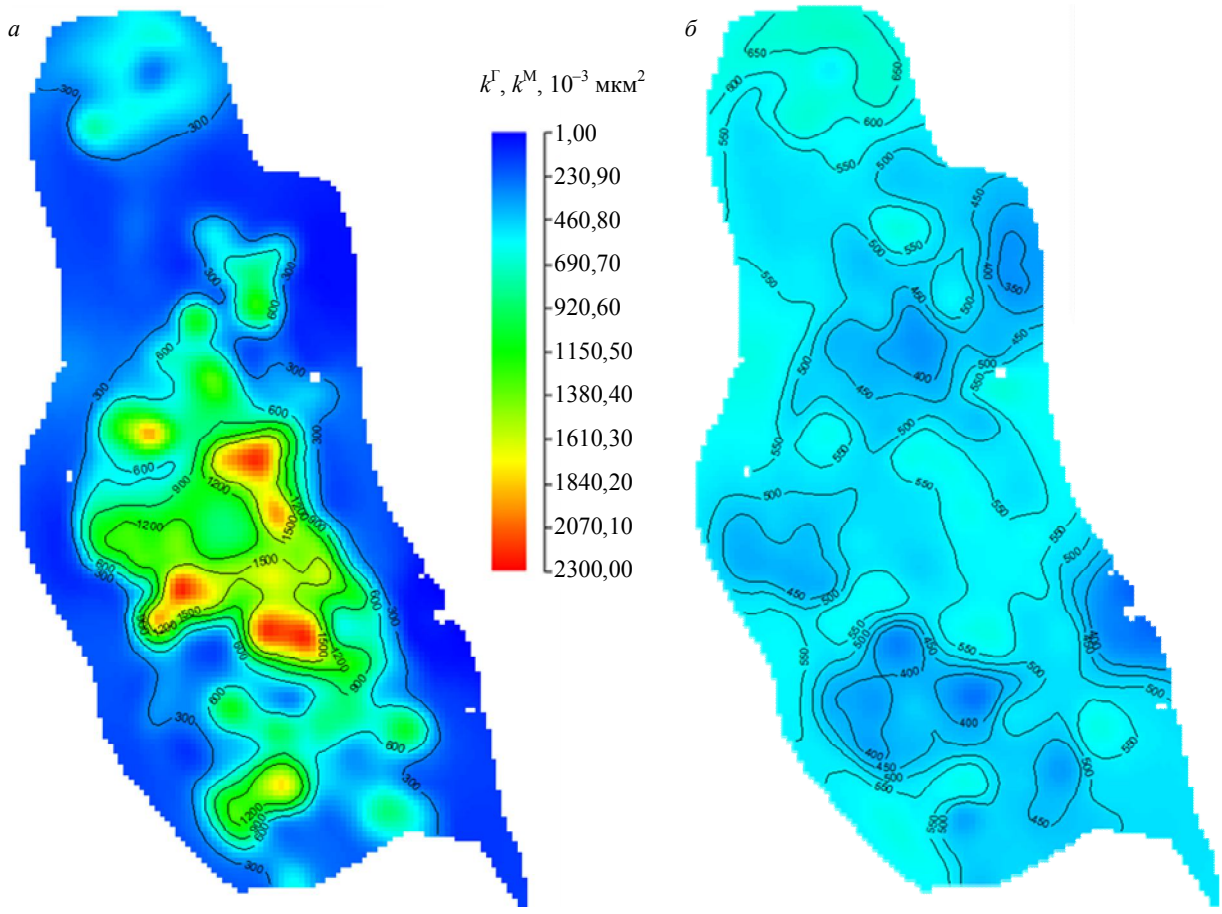


Рис.2. Распределение проницаемости по площади залежи: *а* – по данным ГИС ($k^Г$); *б* – по предложенной методике ($k^М$)

DOI: *10.25515/PMI.2018.3.268*

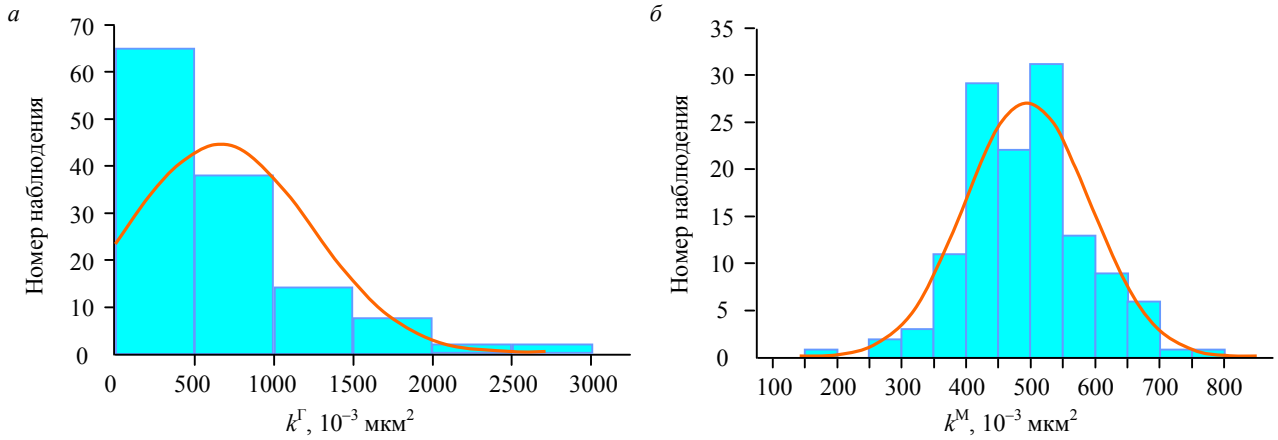


Рис.3. Гистограммы распределения проницаемости по данным ГИС (*а*) и модифицированной модели (*б*)

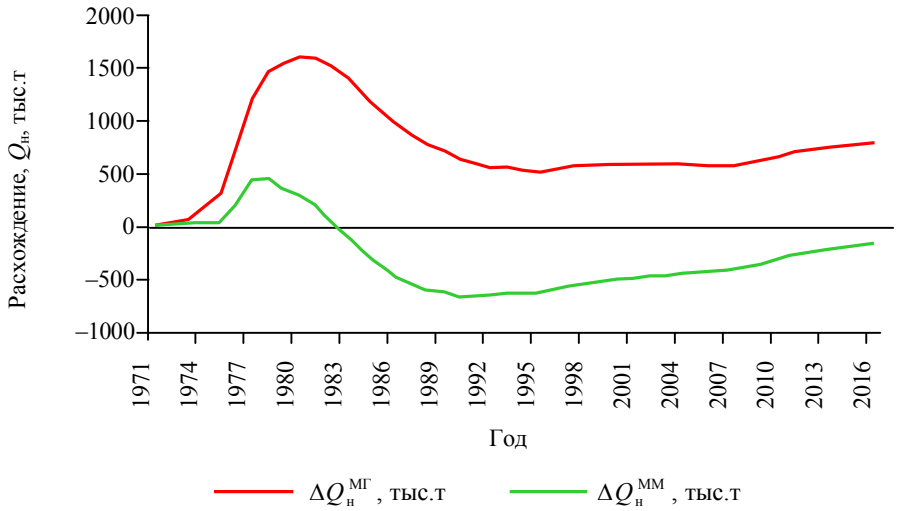


Рис.4. Сопоставление расхождений накопленной добычи нефти $Q_н$ Гондыревского месторождения по вариантам расчетов при стандартной $\Delta Q_н^{МГ}$ и модифицированной $\Delta Q_н^{ММ}$ проницаемости

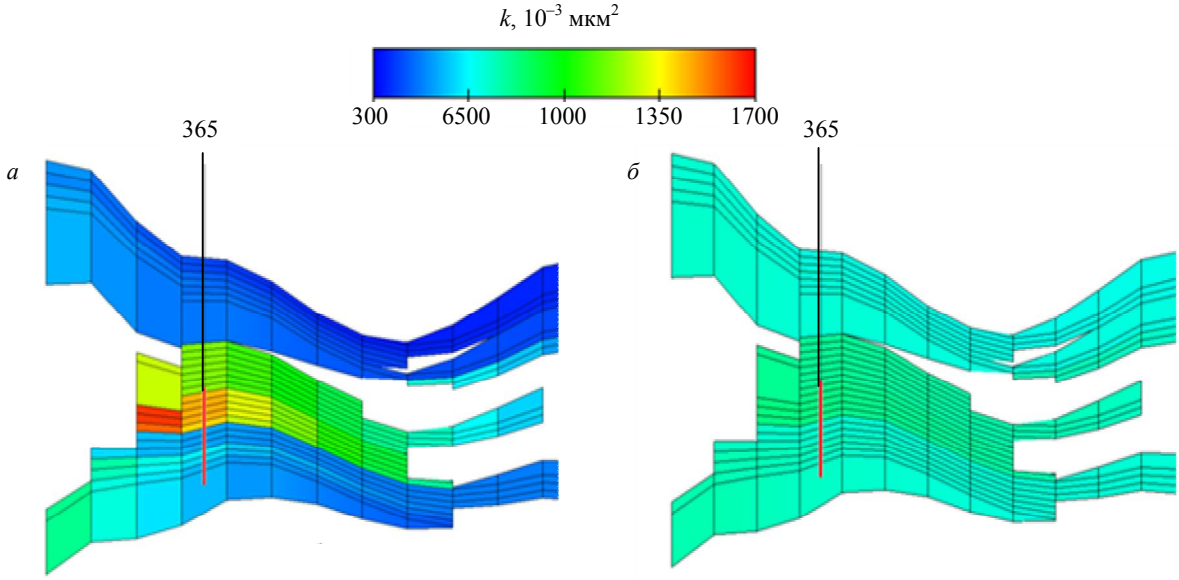


Рис.5. Распределение параметра проницаемости k в разрезе скв. № 365 Гондыревского месторождения по вариантам расчетов стандартной (*а*) и модифицированной (*б*) проницаемости

DOI: *10.25515/PMI.2018.3.268*

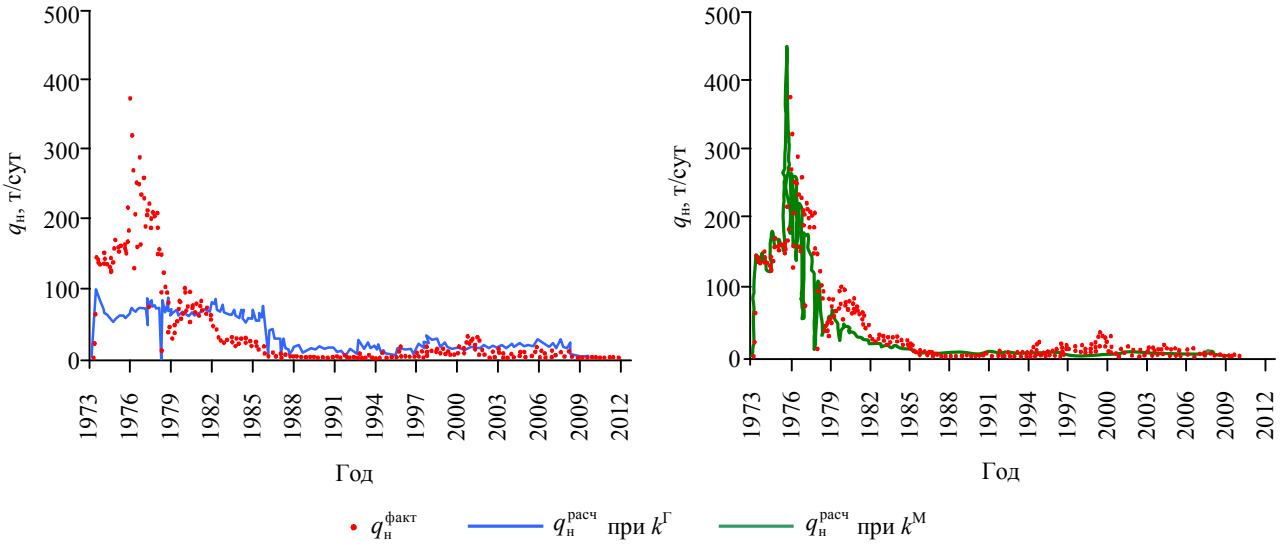


Рис.6. Сопоставление расчетного $q_н^{расч}$ и фактического $q_н^{факт}$ дебита нефти скв. № 365 Гондыревского месторождения по вариантам расчетов при $k^Г$ и $k^М$

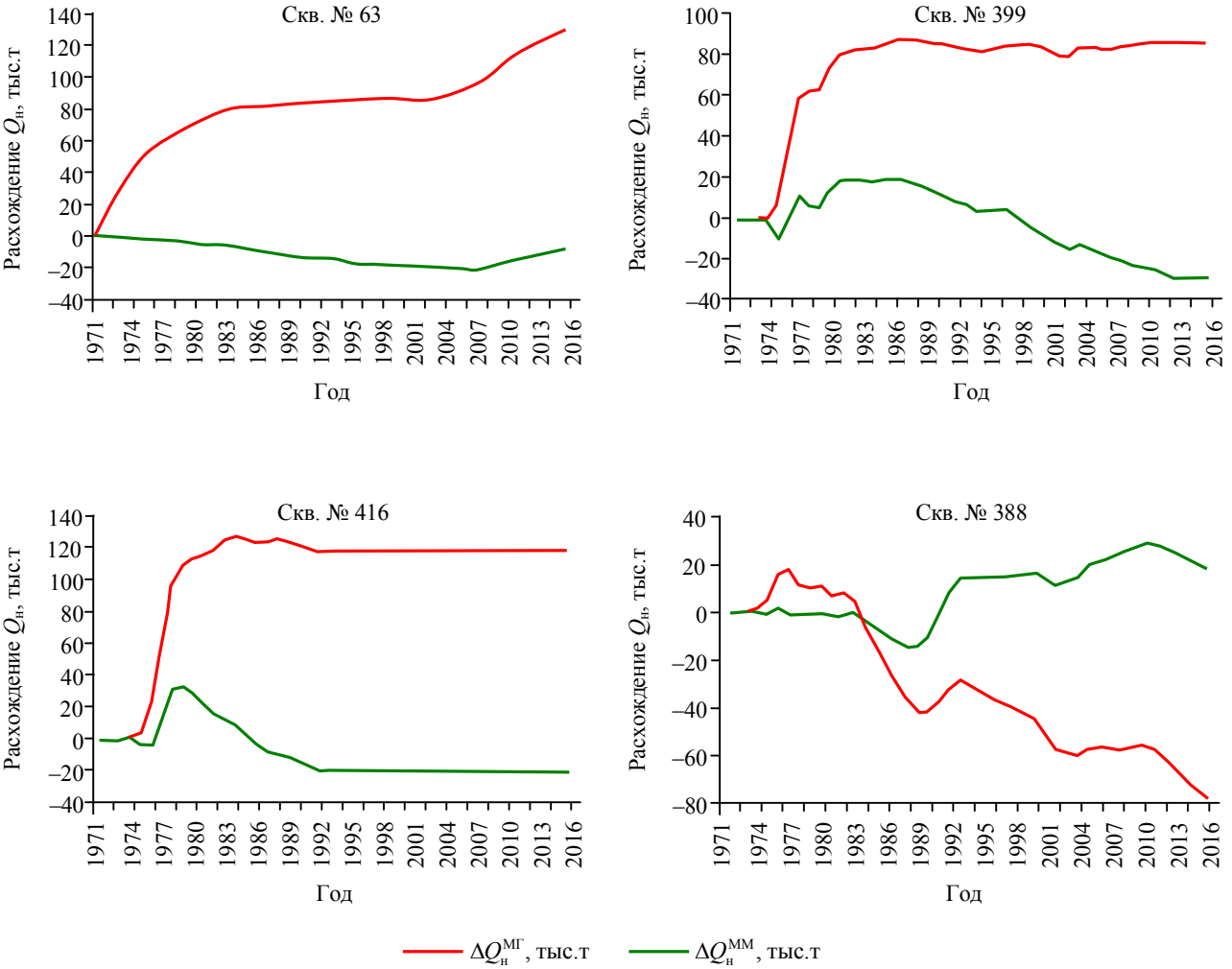


Рис.7. Сопоставление расхождений накопленной добычи нефти $Q_н$ высокодебитных скважин Гондыревского месторождения по вариантам расчетов при стандартной $\Delta Q_н^{МГ}$ и модифицированной $\Delta Q_н^{ММ}$ проницаемости

DOI: 10.25515/PMI.2018.3.268

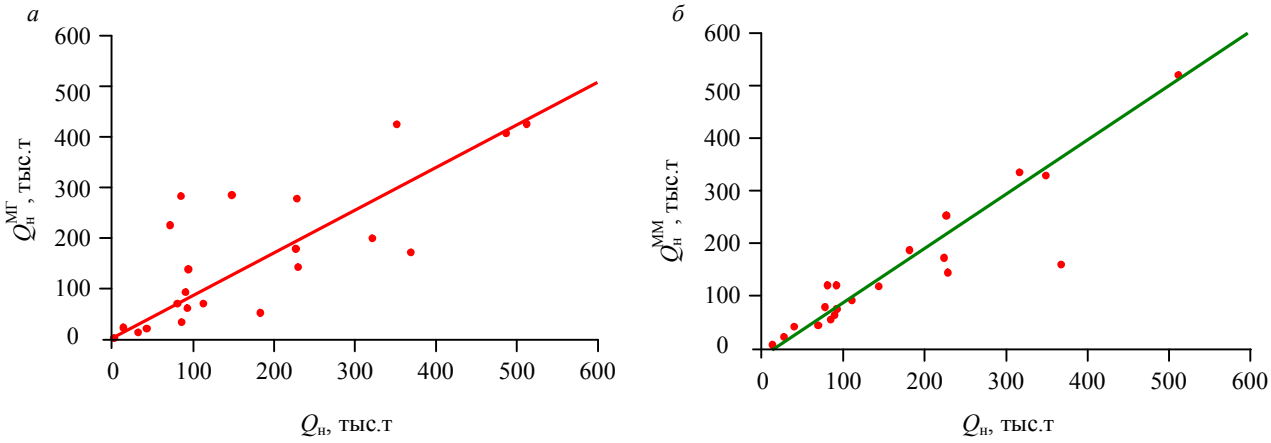


Рис.8. Корреляционные поля между фактической добычей нефти $Q_н$ и добычей $Q_н^{МГ}$ (*а*) и $Q_н^{ММ}$ (*б*)

Анализ результатов адаптации истории разработки залежи для стандартной и модифицированной методик оценки проницаемости. Для обоих кубов проницаемости выполнены расчеты по воспроизведению истории разработки 124 скважин визейского эксплуатационного объекта Гондыревского месторождения. Первоначально для обоих вариантов проведем сравнение фактических и модельных представлений по суммарной добыче по всем скважинам. На рис.4 представлено отклонение от факта ($Q_н$) накопленной добычи нефти по расчетам с исходным ($Q_н^{МГ}$) и модифицированным ($Q_н^{ММ}$) кубом проницаемости. Из рисунка видно, что на всем диапазоне времени разработки лучшая сходимость расчетной и фактической накопленной добычи нефти получена по варианту с модифицированной проницаемостью, особенно в начальный период разработки объекта. Кроме того, в целом вариант стандартной оценки проницаемости по данным ГИС приводит к завышению добычи нефти в сравнении с фактическими данными.

На примере высокодебитной скважины № 365 с поровым типом коллектора приведено сравнение проницаемости в разрезе скважины до и после модификации (рис.5), а также сопоставление фактических и модельных значений дебита нефти (рис.6). Очевидно, что адаптации истории разработки при модифицированных проницаемостях предпочтительней.

В целом наибольшие погрешности при адаптации истории разработки при стандартной методике установлены в начальный период работ. Покажем это на примере ряда высокодебитных скважин, работающих в начальный период времени. В анализе участвовала 21 скважина. На рис.7 по ряду из них показаны примеры отклонения в накопленной добыче нефти по сравниваемым вариантам расчетов. О характере суммарного отклонения добычи рассматриваемых вариантов можно судить по рис.8. Видно, что по расчету с модифицированной проницаемостью значительное отклонение модельных значений от прогнозных установлено только в одном случае и отмечается высокая сходимость расчетных и фактических показателей ($r = 0{,}92$). Для варианта стандартной оценки сходимость существенно ниже ($r = 0{,}76$).

Заключение. Таким образом, лучшая сходимость с фактической добычей установлена по расчету с модифицированной проницаемостью. Это дает основание утверждать, что разработанная методика повышает качество моделирования ФЕС в межскважинном пространстве трехмерной модели визейской залежи Гондыревского месторождения. Учет плотности пород позволяет более обоснованно учитывать различия в литологии визейских коллекторов, что в конечном итоге ведет к большей достоверности распределения остаточных извлекаемых запасов в объеме изучаемого объекта.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Бобров С.Е.* Повышение точности прогноза проницаемости на основе выделения классов коллекторов и их изучения в объеме пласта Нх-I Сузунского месторождения / С.Е.Бобров, А.А.Евдощук, Г.Л.Розбаева // Нефтяное хозяйство. 2013. № 2. С. 46-49.

2. *Дерюшев А.Б.* О необходимости сопоставления геологических и гидродинамических характеристик залежей по данным трехмерного моделирования на примере продуктивного пласта Тл2-б Ножовского месторождения нефти // Вестник

Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2014. № 13. С. 15-25. DOI: 10.15593/2224- 9923/2014.13.2

3. *Кошкин К.А.* Возможности прогноза нефтеизвлечения при переоценке запасов визейских терригенных залежей северо-востока Волго-Уральской нефтегазоносной провинции / К.А.Кошкин, С.В.Галкин // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2015. № 17. С. 16-23. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.17.2

4. *Кошовкин И.Н.* Отображение неоднородностей терригенных коллекторов при построении геологических моделей нефтяных месторождений / И.Н.Кошовкин, В.Б.Белозеров // Известия Томского политехнического университета. 2007. Т. 310. № 2. С. 26-32.

5. Методика перехода от средней керновой проницаемости к «истиной» / В.Н.Боганик, А.И.Медведев, А.Ю.Медведева, Н.А.Пестрикова, В.В.Пестов, В.А.Резниченко, В.Л.Ярметов // Технологии ТЭК. Нефть и капитал. 2005. № 1. С. 29-64.

6. О возможности построения статистических моделей определения коэффициентов извлечения нефти по обобщенным данным условий разработки / В.И.Галкин, С.В.Галкин, А.И.Савич, И.А.Акимов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2007. № 9. С. 5-7.

7. Повышение эффективности гидродинамического моделирования посредством применения усовершенствованных методик обработки данных гидродинамических исследований скважин (на примере Озерного месторождения) / М.В.Латышева, Ю.В.Устинова, В.В.Кашеварова, Д.В.Потехин // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2015. № 15. С. 73-80. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.15.8

8. *Поплыгин В.В.* Прогнозная экспресс-оценка показателей разработки нефтяных залежей / В.В.Поплыгин, С.В.Галкин // Нефтяное хозяйство. 2011. № 3. С. 112-115.

9. РД 153-39.0-047-00 Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. М.: Министерство топлива и энергетики Российской Федерации, 2000. 60 с.

10. *Репина В.А.* Возможность учета плотности породы при моделировании проницаемости в геолого-гидродинамической модели нефтяных месторождений // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2017. Т. 16. № 2. С. 104-112. DOI: 10.15593/2224-9923/2017.2.1

11. *Davis J.C.* Statistics and data analysis in geology. 3 edition. John Wiley & Sons, 2002. 656 p.

12. *Hovadik J.M.* Static characterization of reservoirs: refining the concepts of connectivity and continuity / J.M.Hovadik, D.K.Larue // Petroleum Geoscience. 2007. Vol. 13. P. 195-211. DOI: 10.1144/1354-079305-697

13. *Tan Pang-Ning.* Introduction to data mining / Pang-Ning Tan, Michael Steinbach, Vipin Kumar. Boston: Pearson Addison Wesley, 2005. 769 p.

***Авторы*: В.А.Репина**, *аспирантка*, *Silajcheva.v@yandex.ru* (*Пермский национальный исследовательский политехнический университет*, *Пермь*, *Россия*), **В.И.Галкин**, *д-р геол.-минерал. наук*, *профессор*, *vgalkin@pstu.ru* (*Пермский национальный исследовательский политехнический университет*, *Пермь*, *Россия*), **С.В.Галкин**, *д-р геол.-минерал. наук*, *профессор*, *doc_galkin@mail.ru* (*Пермский национальный исследовательский политехнический университет*, *Пермь*, *Россия*).

Статья поступила в редакцию 28.09.2017.
Статья принята к публикации 22.02.2018.