

УДК 553.982.2

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2017

ВОЗМОЖНОСТЬ УЧЕТА ПЛОТНОСТИ ПОРОДЫ ПРИ МОДЕЛИРОВАНИИ ПРОНИЦАЕМОСТИ В ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В.А. Репина

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми (614066, Россия, г. Пермь, ул. Советской Армии, 29)

HOW TO CONSIDER ROCK DENSITY IN FLUID FLOW MODEL OF OIL FIELDS DURING PERMEABILITY MODELLING

Vera A. Repina

PermNIPIneft branch of LUKOIL-Engineering LLC in Perm (29 Sovetskoi Armii st., Perm, 614066, Russian Federation)

Получена / Received: 27.03.2017. Принята / Accepted: 25.04.2017. Опубликовано / Published: 30.06.2017

Ключевые слова:

кern, пористость, плотность, проницаемость, линейная дискриминантная функция, трехмерная гидродинамическая модель, уравнение регрессии, поровый коллектор, адаптация, скважина, добыча нефти.

Выполнен анализ данных лабораторных исследований керна для ряда месторождений Башкирского свода. Установлены зависимости между параметрами пористости, объемной плотности и проницаемости горных пород. Представительная выборка образцов керна песчаника визейских пластов при помощи линейного дискриминантного анализа разделена на классы плотных пород (неколлекторов), поровых (гранулярных) коллекторов и коллекторов с аномально высокой проницаемостью. Представлено обоснование использования параметра плотности породы в качестве дополнительного критерия прогнозирования значений проницаемости.

Для каждого выделенного класса коллекторов выполнен статистический анализ, в результате которого установлено, что для плотных пород (1-й класс) и коллекторов с аномально высокими коллекторскими свойствами (3-й класс) проницаемость в значительно меньшей степени контролируется пористостью и плотностью пород, чем для порового коллектора (2-й класс), который характеризуется устойчивыми связями коэффициентов проницаемости не только с пористостью пород, но и с их плотностью.

Предложенная методика прогнозирования проницаемости реализована при построении фильтрационной модели визейского объекта на одном из месторождений Башкирского свода, где для каждого класса коллекторов построены многомерные уравнения регрессии для определения проницаемости на основе комплексного влияния показателей пористости и плотности. Приведено сравнение двух расчетов геолого-гидродинамических (фильтрационных) моделей: в первой реализации модели проницаемость определена стандартным методом, во второй – по предложенной методике рассчитана как функция от пористости и плотности пород.

Результаты сравнения расчетов показывают значительное улучшение адаптации модифицированной модели по сравнению со стандартным подходом. Предложенная методика моделирования проницаемости рекомендуется как начальный шаг при настройке проницаемости и адаптации фильтрационной модели, при котором комплексно учитываются выявленные связи между петрофизическими характеристиками эксплуатационного объекта.

Key words:

core, porosity, density, permeability, linear discriminant function, three-dimensional hydrodynamic model, regression equation, porous reservoir, adaptation, well, oil production.

Data of experimental core study for a number of fields of Bashkirian dome is analyzed. Dependencies between parameters of porosity, bulk density and permeability of rocks are established. A representative series of core samples of Visean sandstone are divided into classes of tight formations (non-reservoirs), porous (granular) and super permeable reservoirs by linear discriminant analysis. Application of rock density parameter as an additional criterion to predict permeability values is justified. Each class of reservoirs was statistically analyzed. It is determined that permeability of tight formations (1st class) and super-permeable reservoirs (3rd class) is much less controlled by rock porosity and density than for porous reservoirs (2nd class), that is characterized by stable relationships between permeability coefficients with both porosity and density of rocks.

A suggested permeability prediction technique is implemented in construction of a fluid flow model of Visean formation at one of Bashkirian dome deposits where for each reservoir class, multidimensional regression equations were constructed to determine permeability based on integrated effect of porosity and density. A comparison of two calculations of fluid flow models is given. During first calculation permeability is determined by a conventional method. Second calculation is performed by a proposed method where permeability is a function of porosity and density of rocks.

Calculations showed a significant improvement in adaptation of a modified model in comparison with conventional approach. Proposed permeability modeling technique is recommended as an initial step in permeability tuning and adaptation of fluid flow model, which consider identified relationships between petrophysical characteristics of a formation.

Репина Вера Андреевна – ведущий инженер (тел.: +007 342 233 64 14, e-mail: Vera.Repina@pnn.lukoil.com).

Vera A. Repina – Senior Engineer (tel.: +007 342 233 64 14, e-mail: Vera.Repina@pnn.lukoil.com).

Введение

Повышение точности определения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллектора и распределение их в межскважинном пространстве является важной задачей при создании геолого-гидродинамических моделей. Определение основных характеристик пласта происходит в результате лабораторных, геофизических и гидродинамических исследований (ГДИ), а также их совокупности. По мнению ряда исследователей, главным фактором качественного воспроизведения истории разработки в фильтрационной модели является достоверная оценка коэффициента проницаемости k [1–3].

При определении k на практике за основу берутся данные гидродинамических исследований скважин или петрофизические зависимости от пористости $k = f(K_p)$. Оба метода имеют свои плюсы и минусы. Так, использование ГДИ наиболее полно (по сравнению с другими методами) моделирует режим эксплуатации пласта, т.е. учитывает его вертикальную и горизонтальную неоднородность. Но не всегда на исследуемом объекте имеются статистически представительные и достоверные результаты гидродинамических исследований по всем скважинам [4]. Главной проблемой использования петрофизических зависимостей $k = f(K_p)$ является их недостаточно сильная корреляционная связь. В целом при применении обоих подходов сходимость сопоставления фактических и проектных показателей разработки не всегда соответствует необходимым требованиям. Одним из важных направлений научных исследований является повышение качества моделирования фильтрационных свойств пластов [5–8].

Как было указано выше, при оценке проницаемости через петрофизическую зависимость $k = f(K_p)$ часто существуют объективные проблемы, связанные с недостаточной теснотой связи данных параметров. При экспоненциальной зависимости $k = f(K_p)$ не удается обосновать различные соотношения между k и K_p на разных диапазонах значений K_p .

Анализ представительной выборки петрофизических данных

С целью выявления более значимых связей между петрофизическими характеристиками пласта в статье выполнен анализ лабораторных

данных по 626 образцам керна визейских отложений, представленных песчаником, для ряда месторождений Пермского края, приуроченных к одному тектоническому элементу (Башкирский свод). При этом анализируется влияние на проницаемость не только пористости, но и плотности породы ρ . Значения параметров проницаемости, плотности и пористости пород, определенные по лабораторным исследованиям керна, объединены в единую статистическую выборку для возможности разработки методики, необходимой для описания k при помощи комплексного использования лабораторных исследований, а именно при добавлении в анализ плотности породы.

Плотность горных пород зависит от их минерального состава, структурно-текстурных особенностей, пористости, трещиноватости, а также от условий образования и залегания пластов. Использование данного параметра при прогнозировании проницаемости позволит учитывать дополнительные особенности строения пустотного пространства одновозрастных пород.

Обоснование разделения представительной выборки на классы пористости

На примере песчаников визейского объекта одного из месторождений Башкирского свода построены корреляционные поля между изучаемыми показателями (рис. 1, *a–в*). На данном объекте будет показано практическое применение разработанной в статье методики.

На рис. 1 видно, что корреляция между K_p и ρ обратная и достаточно линейная, при этом в ряде случаев наблюдается сильный разброс значений. В отличие от предыдущего примера, связь k с показателями K_p и ρ в обоих случаях характеризуется ярко выраженной нелинейностью. На рис. 1, *a* визуально выделяются три участка различных соотношений параметров. При $K_p < 10$ % значения пористости имеют значительный размах, k при этом принимает предельно низкие значения; при $10 < K_p < 20$ % как K_p , так и k изменяются значительно и коррелируют между собой; при $K_p > 20$ % значения K_p изменяются незначительно, тогда как k имеет очень большой диапазон изменений. Зависимость k от ρ характеризуется практически зеркальным отображением зависимости k от K_p .

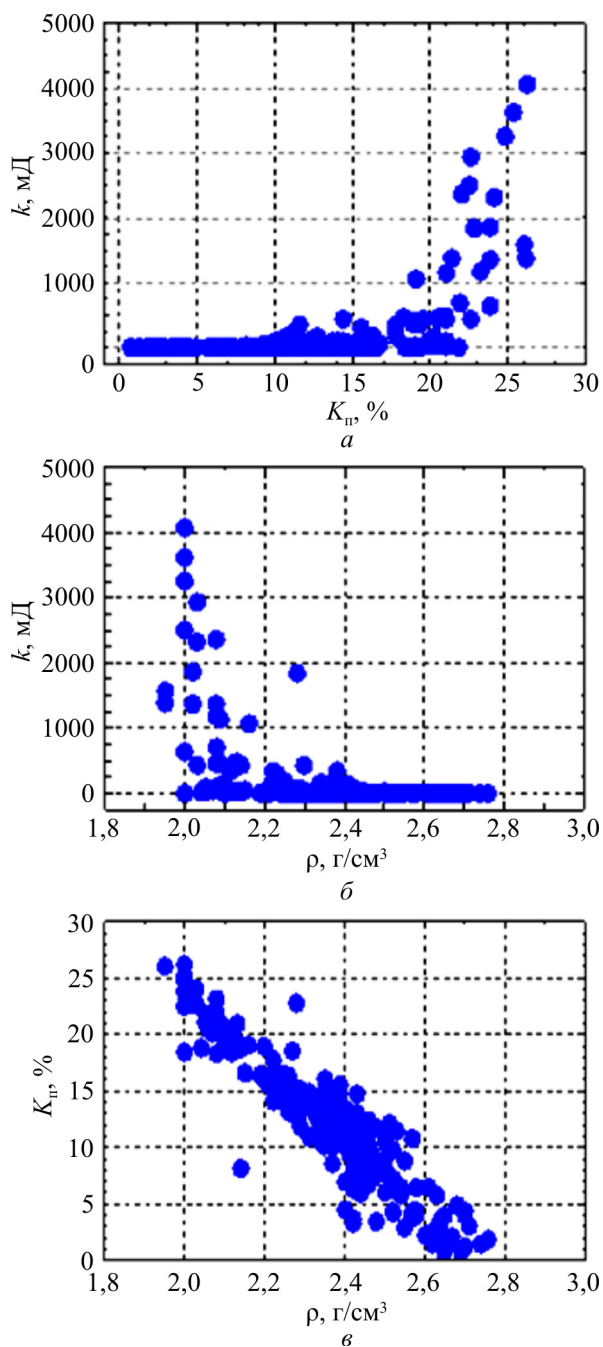


Рис. 1. Корреляционные поля:
 а – $K_{п}$ и k ; б – ρ и k ; в – ρ и $K_{п}$ для одного из месторождений Башкирского свода

Для получения более достоверных результатов анализа использованы данные ряда месторождений Башкирского свода.

Для всей выборки данных построен график изменения парного коэффициента корреляции r для каждой пары параметров на всем диапазоне значений пористости (от минимального до максимального заданного значения $K_{п}$) (рис. 2).

Анализируя данные зависимости, можно говорить о том, что значения r существенно

изменяются в зависимости от рассматриваемого диапазона изменения $K_{п}$, что свидетельствует об избирательном влиянии параметров друг на друга.

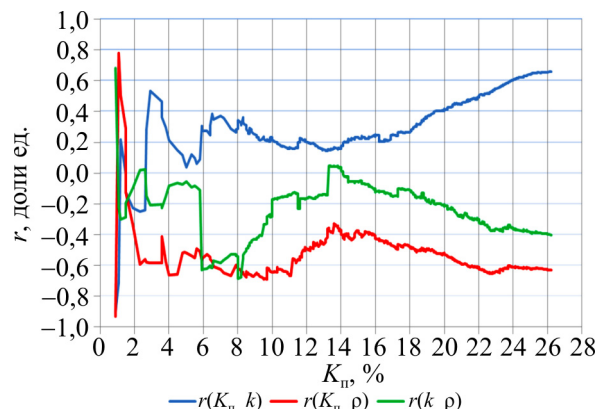


Рис. 2. Изменение значений парного коэффициента корреляции r между $K_{п}$ и k ; ρ и k ; ρ и $K_{п}$ для ряда месторождений Башкирского свода

Для комплексной оценки влияния значений $K_{п}$ и ρ на k разделим нашу выборку по данным визуального анализа корреляционных полей на три класса. К первому классу отнесены образцы керн с низкими значениями ФЕС – ниже граничных значений фильтрации (неколлектор). Второй класс – это те значения в пределах полей корреляций, где наблюдается значимая связь между $K_{п}$ и k , ρ и k . В данном классе значения $K_{п}$, ρ и k существенно выше, чем в первом классе, следовательно, можно говорить о поровом коллекторе. К третьему классу отнесены коллекторы с аномально высокими значениями ФЕС («суперколлектор»).

Количественные границы выделенных классов определим с помощью линейного дискриминантного анализа (ЛДА) [9–16]. Возможность использования ЛДА для решения аналогичных задач приведена в работе [17]. С помощью выделенных визуально участков последовательно вычисляются линейные дискриминантные функции, по которым определяются распознавания до тех пор, пока вся выборка полностью не разделится на классы. Дискриминантный анализ позволяет найти преобразования нескольких переменных в единственное дискриминантное число. Для решения данной задачи построены две дискриминантные функции, по которым вычислены значения Z_1 и Z_2 , соотношение которых представлено на рис. 3.

Класс 1 отличается от класса 2 по значениям Z_2 , а класс 2 от класса 3 – по значениям Z_1 . Таким

образом, на k , определенную лабораторным путем на всем диапазоне значений, различным образом всегда воздействуют разнонаправленные величины $K_{п}$, ρ .

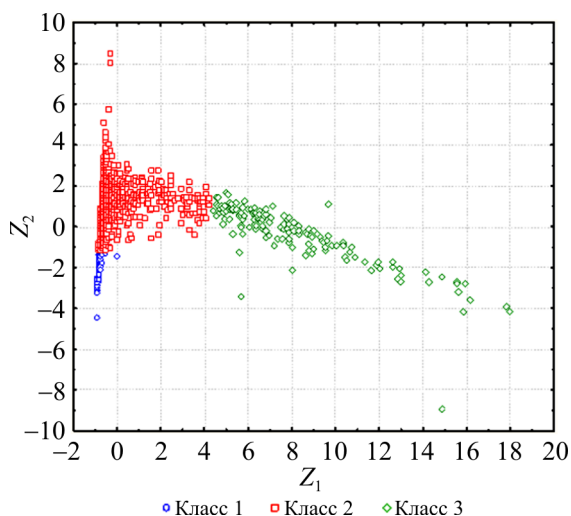


Рис. 3. Соотношение между Z_1 и Z_2

По результатам классификации к первому классу отнесено 35 определений, ко второму – 460, к третьему – 131. Средние значения параметров в выделенных классах существенно отличаются друг от друга (табл. 1).

Таблица 1

Статистические характеристики значений k , $K_{п}$, ρ по классам (средние значения показателей $\pm \sigma$)

Показатель	Класс 1	Класс 2	Класс 3
k , мД	$0,97 \pm 1,05$	$646 \pm 316,6$	$1026,8 \pm 770,8$
$K_{п}$, %	$4,1 \pm 2,03$	$17 \pm 4,32$	$21,2 \pm 2,4$
ρ , г/см ³	$2,55 \pm 0,12$	$2,23 \pm 0,19$	$2,15 \pm 0,2$

В табл. 2 представлены коэффициенты корреляции r между параметрами для выделенных классов.

Таблица 2

Корреляционная матрица по выделенным классам

Показатель	k , мД	$K_{п}$, %	ρ , г/см ³
k , мД	1,00	0,13	-0,08
	1,00	0,52	-0,52
	1,00	-0,01	0,06
$K_{п}$, %		1,00	-0,41
		1,00	-0,55
		1,00	-0,66
ρ , г/см ³			1,00
			1,00
			1,00

Примечание: верхняя строка – класс 1; средняя строка – класс 2; нижняя строка – класс 3

Анализ значений коэффициентов корреляции показывает, что максимальное влияние $K_{п}$ и ρ на значения k оказывают данные по классу 2. Для классов 1 и 3 влияние $K_{п}$ и ρ на k минимальное, о чем убедительно свидетельствуют низкие значения r .

Построение многомерных моделей для визейского объекта одного из месторождений Башкирского свода

Для комплексного прогноза оценки проницаемости применен метод множественной регрессии [18–26], возможности которого для решения схожих задач рассмотрены в работе [27].

Для прогнозирования проницаемости каждого класса построены многомерные уравнения регрессии:

$$\text{класс 1: } k = 13,9 + 4,3K_{п} - 9,34\rho; R = 0,287,$$

$$\text{класс 2: } k = -493,4 + 48,9K_{п} - 42,2\rho; R = 0,685,$$

$$\text{класс 3: } k = 1350,2 + 38,6K_{п} - 52,2\rho; R = 0,121,$$

Очевидно, что для класса плотных пород ввиду отсутствия в них запасов нефти построение прогнозной зависимости оценки проницаемости для поставленных задач не так актуально. Что касается скважин с аномально высокой проницаемостью, то оценка их ФЕС крайне важна при описании таких процессов, как преждевременное обводнение, прорывы воды или крайне высокие значения дебитов жидкости и нефти в единичных скважинах [28]. Однако для территории исследования их доля, согласно работе [29], для коллекторов порового типа не превышает 3 %. При трехмерном моделировании именно тип порового коллектора является преобладающим, и выявление для него связей между параметрами наиболее значимо при разработке методики настройки модели в межскважинном пространстве. Разработка достоверной оценки проницаемости для коллекторов порового типа для подавляющего большинства скважин позволит значительно повысить эффективность геолого-гидродинамического моделирования.

Использование предложенной методики при создании фильтрационной модели месторождения

Практическое использование данной методики реализовано при построении геолого-гидродинамической модели объекта Тл-Бб одного из месторождений Башкирского свода.

При создании трехмерной фильтрационной модели объекта выполнено два варианта расчетов: 1-й вариант – с исходным кубом проницаемости, по стандартизированной формуле $\ln(k) = 0,712K_{п} - 9,2516$ [30], 2-й вариант – с модифицированным кубом проницаемости по полученным уравнениям регрессии для выделенных классов.

Для одного месторождения выполнено изучение статистических связей проницаемости пласта Тл-Бб по 152 определениям значений по керну (k -кern), по данным ГИС (k -ГИС), по данным разработанной методики (k - $K_{п}$, ρ). Сравнение средних значений проницаемости, определенной разными методами, представлено в табл. 3.

Таблица 3

Сравнение средних значений k ,
определенного разными способами

Среднее значение показателей			Статистические характеристики показателей	
k -кern, мД	k -ГИС, мД	k - $K_{п}$, ρ мД	t между k -ГИС и k - $K_{п}$ ρ	t между k -кern и k - $K_{п}$ ρ
$476,9 \pm 239,1$	$605,7 \pm 556,9$	$462,9 \pm 196,4$	$\frac{2,62}{0,009}$	$\frac{0,15}{0,539}$

Сравнение средних значений k -кern и k - $K_{п}$, ρ показало, что они статистически неразличны. Значение коэффициента корреляции между k -кern и k -ГИС равно 0,41, между k -кern и k - $K_{п}$, ρ – 0,75.

При моделировании плотности породы в трехмерном пространстве геолого-гидродинамической модели учитывается высокий коэффициент корреляции между $K_{п}$ и ρ для изучаемого месторождения. Плотность при этом определена как функция от $K_{п}$ и вычислена для каждой ячейки гидродинамической модели: $\rho = 2,616 - 0,0247 K_{п}$, $R^2 = 0,907$.

В трехмерной гидродинамической модели объекта Тл-Бб изучаемого месторождения по полученным уравнениям регрессии для каждого класса пористости рассчитан k . При распределении k по предложенной методике (k - $K_{п}$, ρ) в гидродинамической модели получена лучшая сходимость расчетных и фактических данных по добыче нефти (рис. 4) относительно расчета с k , определенного по ГИС (k -ГИС). Распределение проницаемости выполнено как начальный этап адаптации фильтрационной модели к истории разработки, без

дополнительных модификаций поскважинной настройки.

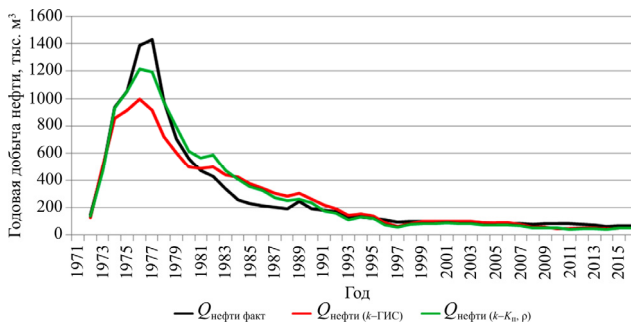


Рис. 4. Сопоставление фактической и расчетной годовой добычи нефти в целом по объекту

При сопоставлении по скважинам k -ГИС с k - $K_{п}$, ρ получается меньший разброс значений параметра, полученного по представленной методике (рис. 5). Это позволило не завышать значения проницаемости в фильтрационной модели и исключить необоснованную неоднородность при распределении параметра в межскважинном пространстве.

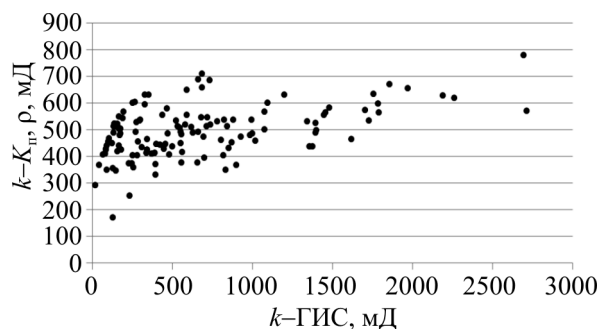


Рис. 5. Сопоставление проницаемости по скважинам по данным ГИС (k -ГИС) и рассчитанная по предложенной методике (k - $K_{п}$, ρ)

Ниже приведены расчеты годовой добычи нефти по ряду высокодебитных скважин, работающих в начальный период разработки визейского объекта изучаемого месторождения (рис. 6).

Необходимо отметить, что лучшая сходимость расчетных и фактических показателей добычи нефти по предложенной методике получена в начальный момент разработки месторождения (см. рис. 4, 6). Данный период характеризуется, как правило, безводной работой скважин, т.е. происходит фильтрация одного флюида. При такой фильтрации целесообразно говорить об абсолютной проницаемости горной породы (именно той, которая напрямую определяется по

петрофизическим исследованиям). При дальнейшей разработке месторождения двухфазную фильтрацию флюида описывает и контролирует фазовая проницаемость. При этом наиболее адекватное значение k на поздних стадиях разработки месторождения определяется по результатам гидродинамических исследований,

но такое определение проницаемости, скорее, можно отнести к динамической характеристике пласта, так как данное значение может изменяться с течением времени в результате проводимых геолого-технических мероприятий и изменением состояния призабойной зоны пласта.

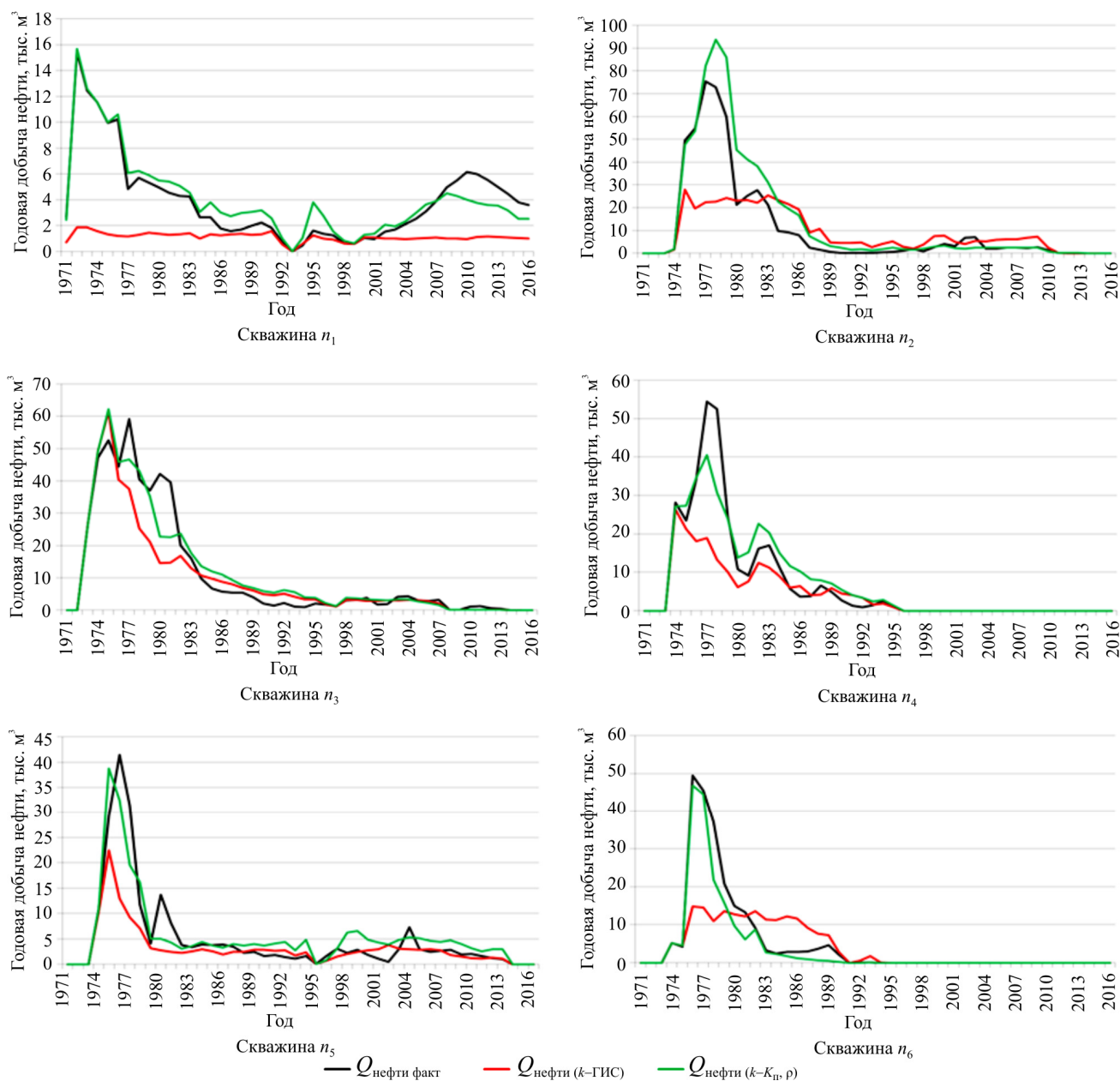


Рис. 6. Сопоставление фактической и расчетной годовой добычи нефти по скв. n_1 – n_6

Определений k по ГДИ бывает недостаточно для корректного распределения k по площади и разрезу залежи. При построении трехмерной фильтрационной модели месторождения наиболее важно определить абсолютную проницаемость коллектора (статический параметр).

Заключение

В работе показано, что в диапазоне поровых коллекторов проницаемость в значительной степени зависит в том числе и от плотности пород. В результате впервые предложена методика учета плотности пород при прогнозе проницаемости,

которая значительно повышает достоверность оценки проницаемости в сравнении с логарифмической зависимостью от пористости. Ранее при определении проницаемости влияние плотности породы не учитывалось.

Предложенный подход прогнозирования проницаемости имеет значительно лучшую сходимость фильтрационной модели с историей разработки, особенно в начальный

период времени. Во-первых, это делает геолого-гидродинамическую модель более достоверной, во-вторых, может значительно уменьшить время настройки проницаемости при адаптации гидродинамической модели. То есть в данном случае практически исчезает ручная настройка изменения проницаемости, которая всегда субъективна и не имеет геологического обоснования.

Библиографический список

1. Халимов Э.М. Детальные геологические модели и трехмерное моделирование // Нефтегазовая технология. Теория и практика. – 2012. – Т. 7, № 3. – 17 с.
2. Резванов Р.А., Смирнов О.А. Типизация коллекторов как средство повышения точности определения проницаемости // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 2. – С. 42–45.
3. Кошовкин И.Н., Белозеров В.Б. Отображение неоднородностей терригенных коллекторов при построении геологических моделей нефтяных месторождений // Известия Томского политехнического университета. – 2007. – Т. 310, № 2. – С. 26–32.
4. Методика перехода от средней керновой проницаемости к «истинной» / 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.
5. Методика отображения в цифровой геологической модели литолого-фациальных особенностей терригенного коллектора / В.П. Мангазеев, В.Б. Белозеров, И.Н. Кошовкин, А.В. Рязанов // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 5. – С. 66–70.
6. Бобров С.Е., Евдошук А.А., Розбаева Г.Л. Повышение точности прогноза проницаемости на основе выделения классов коллекторов и их изучения в объеме пласта Нх-1 Сузунского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 2. – С. 46–49.
7. Novadik J.M., Larue D.K. Static characterization of reservoirs: refining the concepts of connectivity and continuity // *Petroleum Geoscience*. – 2007. – Vol. 13. – P. 195–211. DOI: 10.1144/1354-079305-697
8. Дерюшев А.Б. О необходимости сопоставления геологических и гидродинамических характеристик залежей по данным трехмерного моделирования на примере продуктивного пласта Тл2-6 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
9. Davis J.C. *Statistics and data analysis in geology*. – 3rd ed. – John Wiley & Sons, 2002. – 656 p.
10. Вистелиус А.В. Основы математической геологии. – Л.: Недра, 1980. – 389 с.
11. Девис Дж.С. Статистический анализ данных в геологии: в 2 кн. – М.: Недра, 1990. – Кн. 1. – 319 с.
12. Девис Дж.С. Статистический анализ данных в геологии: в 2 кн. – М.: Недра, 1990. – Кн. 2. – 426 с.
13. Афифи А.А., Эйзен С.П. Статистический анализ. Подход с использованием ЭВМ. – М.: Мир, 1982. – 488 с.
14. Лагутин М.Б. Наглядная математическая статистика: учеб. пособие. – М.: БИНОМ. Лаборатория знаний, 2007. – 472 с.
15. Вероятность и математическая статистика: энциклопедия / под ред. Ю.В. Прохорова. – М.: Большая российская энциклопедия, 2003. – 912 с.
16. Елисеева И.И., Юзбашев М.М. Общая теория статистики: учеб. / под ред. И.И. Елисеевой. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Финансы и статистика, 2002. – 480 с.
17. Галкин В.И., Пономарева И.Н., Репина В.А. Исследование процесса нефтеизвлечения в коллекторах различного типа пустотности с использованием многомерного статистического анализа // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2016. – Т. 15, № 19. – С. 145–154. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.19.5
18. Дрейпер Н., Смит Г. Прикладной регрессионный анализ. – М.: Вильямс, 2007. – 912 с.
19. Айвзян С.А. Прикладная статистика и основы эконометрики. – М.: Юнити, 2001. – 432 с.
20. Гмурман В.Е. Теория вероятностей и математическая статистика: учеб. пособие для вузов. – 10-е изд., стереотип. – М.: Высшая школа, 2004. – 479 с.
21. Общая теория статистики: учеб. / под ред. Р.А. Шмойловой. – 3-е изд., перераб. – М.: Финансы и статистика, 2002. – 560 с.
22. Дементьев Л.Ф. Системные исследования в нефтегазопромысловой геологии: учеб. пособие для вузов. – М.: Недра, 1988. – 204 с.
23. Pang-Ning Tan, Michael Steinbach, Vipin Kumar. *Introduction to data mining*. – Boston: Pearson Addison Wesley, 2005. – 769 p.
24. Afifi A., May S., Clark V.A. *Practical multivariate analysis*. – 5 ed. – Chapman and Hall/CRC, 2011. – 537 p.
25. Дементьев Л.Ф. Системные исследования в нефтегазопромысловой геологии: учеб. пособие для вузов. – М.: Недра, 1988. – 204 с.
26. Справочник по математическим методам в геологии / Д.А. Родионов, Р.И. Коган, В.А. Голубева [и др.]. – М.: Недра, 1987. – 335 с.
27. Оценка коэффициентов извлечения нефти для месторождений Пермского края на основе

статистических моделей / С.В. Галкин, Т.Б. Поплаухина, А.В. Распопов, Г.П. Хижняк // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 4. – С. 38–39.

28. Комплексование исторических данных при обосновании пространственного распространения и фильтрационных свойств высокопроницаемых интервалов в разрезе пластов шеркалинской свиты Талинской площади / М.Н. Николаев, Е.В. Ермилов, Р.А. Гнилицкий,

А.С. Сагайдачная, С.А. Кониенко // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 3. – С. 28–31.

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

30. Дополнение к технологической схеме разработки Гондыревского месторождения / Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Пермь. – Пермь, 2015. – Т. 1. – 419 с.

References

1. Khalimov E.M. Detal'nye geologicheskie modeli i trekhmernoe modelirovanie [Detailed geological models and three-dimensional modeling]. *Neftgazovaya tekhnologiya. Teoriia i praktika*, 2012, vol.7, no.3, 17 p.

2. Rezvanov R.A., Smirnov O.A. Tipizatsiia kollektorov kak sredstvo povysheniia tochnosti opredeleniia pronitsaemosti [Reservoirs typification as a means of improving the permeability determining accuracy]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2013, no.2, pp.42-45.

3. Koshovkin I.N., Belozero V.B. Otobrazhenie neodnorodnosti terrigenykh kollektorov pri postroenii geologicheskikh modelei neftianykh mestorozhdenii [Display of inhomogeneities in terrigenous reservoirs in the construction of geological models of oil fields]. *Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta*, 2007, vol.310, no.2, pp.26-32.

4. Boganik V.N., Medvedev A.I., Medvedeva A.Iu., Pestrikova N.A., Pestov V.V., Reznichenko V.A., Iarmetov V.L. Metodika perekhoda ot srednei kernovoi pronitsaemosti k "istinoi" [The technique of transition from the average core permeability to "true" one]. *Tekhnologii TEK. Neft' i kapital*, 2005, no.1, pp.29-64.

5. Mangazeev V.P., Belozero V.B., Koshovkin I.N., Riazanov A.V. Metodika otobrazheniia v tsifrovoi geologicheskoi modeli litologo-fatsial'nykh osobennosti terrigenogo kollektora [Method of mapping in the digital geological model of lithologic-facies features of the terrigenous reservoir]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2006, no.5, pp.66-70.

6. Bobrov S.E., Evdoshchuk A.A., Rozbaeva G.L. Povyshenie tochnosti prognoza pronitsaemosti na osnove vydeleniia klassov kollektorov i ikh izucheniia v ob"eme plasta Hx-I Suzunskogo mestorozhdeniia [Improving the accuracy of the permeability forecast based on the separation of reservoir classes and their study in the reservoir volume of the Hx-I of the Suzun deposit]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2013, no.2, pp.46-49.

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

8. Deriushev A.B. On the need to compare geological and hydrodynamic characteristics of a deposit using 3D modelling as exemplified by the T12-b pay bed of the Nozhovskoe oil field. *Bulletin of Perm National Research Polytechnic University. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2014, no.13, pp.15-25. DOI: 10.15593/2224-9923/2014.13.2

9. Davis J.C. Statistics and data analysis in geology. 3rd ed. John Wiley & Sons, 2002, 656 p.

10. Vistelius A.V. Osnovy matematicheskoi geologii [Fundamentals of mathematical geology]. Leningrad, Nedra, 1980, 389 p.

11. Devis Dzh.S. Statisticheskii analiz dannykh v geologii [Statistical analysis of data in geology]. Book 1. Moscow, Nedra, 1990, 319 p.

12. Devis Dzh.S. Statisticheskii analiz dannykh v geologii [Statistical analysis of data in geology]. Book 2. Moscow, Nedra, 1990, 426 p.

13. Afifi A.A., Eizen S.P. Statisticheskii analiz. Podkhod s ispol'zovaniem EVM [Statistical analysis. Approach using a computer]. Moscow, Mir, 1982, 488 p.

14. Lagutin M.B. Nagliadnaia matematicheskaiia statistika [Visual mathematical statistics]. Moscow, BINOM. Laboratoriia znaniia, 2007, 472 p.

15. Veroiatnost' i matematicheskaiia statistika: entsiklopediia [Probability and mathematical statistics: encyclopaedia]. Ed. Iu.V. Prokhorov. Moscow, Bol'shaia rossiiskaia entsiklopediia, 2003, 912 p.

16. Eliseeva I.I., Iuzbashev M.M. Obshchaia teoriia statistiki [General theory of statistics]. Ed. I.I. Eliseeva. Moscow, Finansy i statistika, 2002, 480 p.

17. Galkin V.I., Ponomareva I.N., Repina V.A. Study of oil recovery from reservoirs of different void types with use of multidimensional statistical analysis. *Bulletin of Perm National Research Polytechnic University. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2016, vol.15, no.19, pp.145-154. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.19.5

18. Dreiper N., Smit G. Prikladnoi regressiionnyi analiz [Applied regression analysis]. Moscow, Vil'iams, 2007, 912 p.

19. Aivazian S.A. Prikladnaia statistika i osnovy ekonometriki [Applied statistics and the foundations of econometrics]. Moscow, Iuniti, 2001, 432 p.

20. Gmurman V.E. Teoriia veroiatnosti i matematicheskaiia statistika [Theory of probability and mathematical statistics]. Moscow, Vysshiaia shkola, 2004, 479 p.

21. Obshchaia teoriia statistiki [General theory of statistics]. Ed. R.A. Shmoilova. Moscow, Finansy i statistika, 2002, 560 p.

22. Dement'ev L.F. Sistemnye issledovaniia v neftegazopromyslovoi geologii [System studies in oil and gas field geology]. Moscow, Nedra, 1988, 204 p.

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

24. Afifi A., May S., Clark V.A. Practical multivariate analysis. Fifth ed. Chapman and Hall/CRC, 2011, 537 p.

25. Dement'ev L.F. Sistemnye issledovaniia v neftegazopromyslovoi geologii [System studies in oil and gas field geology of oil and gas field geology]. Moscow, Nedra, 1988, 204 p.

26. Rodionov D.A., Kogan R.I., Golubeva V.A. et al. Spravochnik po matematicheskim metodam v geologii [Handbook of mathematical methods in geology]. Moscow, Nedra, 1987, 335 p.

27. Galkin S.V., Poplaukhina T.B., Raspopov A.V., Khizhniak G.P. Otsenka koeffitsientov izvlecheniia nefli dlia mestorozhdenii Permskogo kraia na osnove statisticheskikh modelei [Estimation of oil recovery ratios for Permskiy Region fields on the basis of statistical models]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2009, no.4, pp.38-39.

28. Nikolaev M.N., Ermilov E.V., Gnilitskii R.A., Sagaidachnaia A.S., Konienko S.A. Kompleksirovanie istoricheskikh dannkh pri obosnovanii prostranst-

vennogo rasprostraneniia i fil'tratsionnykh svoistv vysokopronitsaemykh intervalov v razreze plasov sherkalinskoi svity Talinskoi ploshchadi [Compilation of historical data in support of spatial distribution and filtration properties of high-permeability intervals in the section of the placers of the Sherekalinskaya Formation of the Talinskaya area]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2013, no.3, pp.28-31.

29. Poplygin V.V., Galkin S.V. Prognoznaia ekspressotsenka pokazatelei razrabotki neflianykh zalezhei [Forecast quick evaluation of the indices of the development of the oil deposits]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2011, no.3, pp.112-115.

30. Dopolnenie k tekhnologicheskoi skheme razrabotki Gondyrevskogo mestorozhdeniia [Addition to the technological scheme for the development of the Gondyrevsky deposit]. Filial OOO "LUKOIL-Inzhiniring" "PermNIPIneft" v gorode Permi. Perm', 2015, vol.1, 419 p.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

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

Please cite this article in English as:

Repina V.A. How to consider rock density in fluid flow model of oil fields during permeability modelling. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2017, vol.16, no.2, pp.104-112. DOI: 10.15593/2224-9923/2017.2.1