

УДК 622.550.8.012:519.2

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2021

**Исследование влияния изменения коллекторских свойств песчаника и алевролита на качество геологического моделирования****А.Ю. Вишняков**

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПНефть» в г. Перми (Россия, 614066, г. Пермь, ул. Пермская, 3а)

Study of the Influence of Change in the Sandstone and Aleurolite Collector Properties on the Geological Modeling Quality**Aleksey Yu. Vishnyakov**

PermNIPneft branch of LUKOIL-Engineering LLC in Perm (3a Permskaya st., Perm, 614015, Russian Federation)

Получена / Received: 14.02.2021. Принята / Accepted: 30.04.2021. Опубликовано / Published: 01.07.2021

Ключевые слова:коллектор, керн, пористость, плотность породы, проницаемость, алевролит, песчаник, геологическая модель, гидродинамическая модель, уравнения регрессии, статистический анализ, фильтрационно-емкостные свойства, корреляционные поля, дисперсия, t -критерий.

Исходные данные при создании как геологических, так и гидродинамических моделей пласта могут привести к погрешности результатов моделирования и последующему искажению экономической оценки и перспектив нефтяного или газового месторождения.

С целью повышения прогностической надежности гидродинамических моделей пласта проведено исследование кернового материала тульского объекта четырех месторождений Бабкинской седловины.

Проводился анализ соотношения значений пористости (K_p), плотности породы (ρ) и проницаемости (K_{perm}) для песчаников и алевролитов. С помощью статистической выборки образцов керна на основе показателей пористости, плотности и проницаемости проведено разделение по процессам осадконакопления для всех рассматриваемых литологических разностей. Для алевролита и песчаника можно говорить о дифференциации характеристик в процессе формирования коллекторских свойств.Значения параметров K_p , ρ и K_{perm} , определенные по лабораторным исследованиям керна, объединены в единую статистическую выборку для возможности разработки методики, которая будет направлена на описание K_{perm} при помощи комплексного использования лабораторных исследований, а именно добавлением в анализ ρ породы.

В результате статистического анализа установлено, что проницаемость в интервалах с низкими коллекторскими свойствами контролируется с одинаковой степенью значимости как пористостью, так и плотностью пород для всех литологических разностей. В то же время отмечается наличие высокопроницаемых коллекторов для песчаников и практически отсутствие их для алевролита. Для всех литологических разностей установлены связи коэффициента проницаемости не только с пористостью, но и с их плотностью. Разработана методика построения статистических моделей для вычисления проницаемости по значениям пористости и плотности пород реализована отдельно для месторождений восточной и западной частей Бабкинской седловины.

Описываемый подход учета влияния плотности пород на проницаемость позволил определить дифференцированное влияние литотипов на фильтрационные характеристики пласта.

При моделировании коллектора необходимо перейти от линейности к нелинейности и принять во внимание, что решаемая задача распределения проницаемости в залежи несколько сложнее: на различных участках порой проницаемость не контролируется пористостью в принципе, а где-то преобладает только этот параметр.

Методический подход рекомендуется использовать при трехмерном моделировании. Выявление связей между параметрами наиболее значимо при разработке методики настройки модели в межскважинном пространстве. Разработка достоверной оценки проницаемости для подавляющего большинства скважин позволит значительно повысить эффективность гидродинамического моделирования. При этом необходимо комплексно учитывать выявленные связи между петрофизическими характеристиками эксплуатационных объектов. Использование подхода по анализу петрофизических характеристик позволит получить более достоверную и менее субъективную гидродинамическую модель пласта.

Keywords:reservoir, core, porosity, rock density, permeability, aleurolite, sandstone, geological model, hydrodynamic model, regression equations, statistical analysis, reservoir properties, correlation fields, variance, t -criterion.

The initial data when creating both geological and hydrodynamic reservoir models can lead to errors in the modeling results and the subsequent distortion of the economic assessment and prospects of an oil or gas field.

In order to improve the predictive reliability of reservoir hydrodynamic models, a core material study for the Tula object of four fields at the Babkinskaya anticline was carried out.

The ratio analysis of porosity (K_p), rock density (ρ) and permeability (K_{perm}) for sandstones and aleurolites was carried out. Using a statistical core sampling based on porosity, density and permeability parameters, a separation by sedimentation processes was carried out for all considered lithological differences. For aleurolite and sandstone, we could talk about the differentiation of characteristics in the process of reservoir properties formation.The values of the parameters K_p , ρ and K_{perm} , determined from laboratory core studies, were combined into a single statistical sample for the possibility of developing a methodology that would be aimed at describing K_{perm} using the integrated laboratory studies, namely by adding rock ρ to the analysis.

As a result of statistical analysis, it was found that permeability in intervals with low reservoir properties was controlled with the same significance degree by both porosity and rock density for all lithological differences. At the same time, the presence of highly permeable reservoirs for sandstones and their practically absence for aleurolites were noted. For all lithological differences, relationships were established between the permeability coefficient not only with porosity, but also with rock density. The methodology for constructing statistical models for calculating permeability from the values of porosity and rock density was implemented separately for the fields of the eastern and western parts of the Babkinskaya anticline.

The described approach to taking into account the influence of rock density on permeability made it possible to determine the differentiated influence of lithotypes on the filtration characteristics of the reservoir.

When modeling a reservoir, it is necessary to move from linearity to nonlinearity and take into account that the problem of permeability distribution in the reservoir being solved is somewhat more complicated: in different areas, sometimes the permeability is not controlled by porosity in principle, but somewhere only this parameter prevails.

The methodical approach was recommended for 3D modeling. Revealing the relationships between the parameters was most important when developing a methodology for tuning the model in the interwell space. The development of a reliable estimate of permeability for the vast majority of wells will significantly improve the efficiency of hydrodynamic modeling. At the same time, it is necessary to comprehensively take into account the identified relationships between the petrophysical characteristics of production layers. The use of the approach to the analysis of petrophysical characteristics will allow obtaining a more reliable and less subjective hydrodynamic model of the formation.

Вишняков Алексей Юрьевич – ведущий инженер управления оптимизации добычи (тел.: +007 950 444 54 90, e-mail: Aleksey.Vishnyakov@pnn.lukoil.com).**Aleksey Yu. Vishnyakov** (Author ID in Scopus: 56979040900) – Leading Specialist of the Production Optimization Department (tel.: +007 950 444 54 90, e-mail: Aleksey.Vishnyakov@pnn.lukoil.com).

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Вишняков А.Ю. Исследование влияния изменения коллекторских свойств песчаника и алевролита на качество геологического моделирования // Недропользование. – 2021. – Т.21, №3. – С.117–122. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.3.3

Please cite this article in English as:

Vishnyakov A.Yu. Study of the Influence of Change in the Sandstone and Aleurolite Collector Properties on the Geological Modeling Quality. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2021, vol.21, no.3, pp.117-122. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.3.3

Введение

Построению геологических и гидродинамических моделей (ГДМ) сопровождается высокой степенью неопределенности исходной информации, особенно это касается распределения параметров пласта в межскважинном пространстве. Основой качественных гидродинамических моделей является геологическая модель, включающая достоверную оценку исходных фильтрационно-емкостных свойств (ФЭС). При этом главным фактором качественной настройки ГДМ, как считают многие специалисты, является достоверная оценка значений проницаемости ($K_{пр}$) [1–3].

Гидродинамическая модель должна максимально точно описывать фильтрационные и физико-химические процессы, характерные для реального пласта [4–8]. С целью получения надежного прогноза в процессе проектирования, а также при создании гидродинамических моделей месторождений, разрабатываемых на ранних стадиях, необходим более глубокий анализ исходных данных.

На сегодняшний день моделирование проницаемости согласно действующему регламенту [9] остается на усмотрение автора модели. На практике значение $K_{пр}$ берется либо на основе данных гидродинамических исследований скважин (ГДИ), либо сведений о петрофизической зависимости от пористости (K_p): $K_{пр} = f(K_p)$ [10]. Оба метода имеют положительные и отрицательные стороны. Использование ГДИ позволяет получить оценку проницаемости, ориентированную на фактическую добычу, однако при этом модель в целом получается достаточно однородной ввиду как недостаточности количества определений ГДИ, так и оценки интервала добычи (перфорации) без дифференциации значений $K_{пр}$ по пропласткам. Главной проблемой использования петрофизических зависимостей $K_{пр} = f(K_p)$ является их недостаточно сильная корреляционная связь. В целом при использовании обоих подходов сходимость сопоставления фактических и проектных показателей разработки не всегда соответствует необходимым требованиям. Многие авторы в своих исследованиях поднимают вопрос о необходимости повышения качества определения фильтрационных параметров объекта [11–14].

С учетом вышесказанного выполнен анализ лабораторных данных ядра продуктивного разреза тульского пласта для ряда месторождений одной из крупных тектонических единиц Пермского края – Бабкинской седловины (БаС). При этом исследовано влияние на проницаемость не только пористости, но и плотности породы (ρ).

Исследование и анализ коэффициента проницаемости на основе петрофизических характеристик пород

Основная промышленная нефтеносность месторождений Бабкинской седловины связана с визейскими (C1v) терригенными отложениями каменноугольной системы. Визейские отложения представлены переслаивающимися песчаниками и алевролитами. В разрезе терригенной толщи БаС большинства нефтяных месторождений представлено два основных пласта: в бобриковском горизонте (Бб) и в тульском (Тл).

В рамках выполненной работы выделено четыре месторождения в пределах тектонического блока. Для визейского терригенного пласта Тл всех четырех нефтяных месторождений Бабкинской седловины осуществлен анализ лабораторных данных ядра (492 образца, 81 скважина), из них 155 образцов – алевролит и 337 – песчаник.

Учитывая удаленность одного, самого крупного из выборки месторождения (запад БаС) относительно трех других (восток БаС), рассмотрено распределение параметров K_p и $K_{пр}$ для изучаемых литологических разностей отдельно.

Для формаций, представленных алевролитом по месторождению в западной части, выделяются два пиковых значения в диапазонах 0,1–0,12 и 0,18–0,2, для восточной части месторождений выборки характерно близкое к равномерному распределение. В случае с песчаником для

месторождения на западе БаС наблюдается равномерность распределения $K_{пр}$, при этом по трем месторождениям восточной части отмечается наличие двух мод в диапазонах 0,1–0,12 и 0,16–0,18 (табл. 1).

Данное наблюдение указывает на неоднородность геологических условий и сложность процесса формирования в пределах литологических разностей. Исходя из результатов, можно предположить различие в формировании пустотного пространства между западной и восточной частью БаС коллекторов одного и того же возраста.

Аналогичным образом для рассматриваемых объектов построено распределение $K_{пр}$ (табл. 2).

Исходя из плотности распределения $K_{пр}$ и K_p для песчаников и алевролитов, соотношение частостей до отметки в 10 % (K_p) и $0,110 \cdot 10^3 \cdot \text{мкм}^2$ ($K_{пр}$) незначительное, что говорит о схожих процессах осадконакопления для всех рассматриваемых пород коллекторов на данном интервале. Учитывая распределение плотности $K_{пр}$ после значения $0,110 \cdot 10^3 \cdot \text{мкм}^2$ для алевролита и песчаника, можно говорить о подтверждении дифференциации в процессе формирования коллекторских свойств данных отложений.

Формирование величины проницаемости как для литологических разностей, так и в целом зависит от многих факторов [15–19], в нашем случае рассмотрим K_p и ρ породы. При этом рассматриваемые связи будут не линейные, а сложнопостроенные.

Статистическая оценка

Для двух литологических разностей (алевролита и песчаника) выделен единый интервал по значению коэффициента проницаемости ($K_{пр}$) 0,000026–0,500 мкм², где представлено большее количество совместных данных ($K_{пр}$, K_p и ρ). На основе имеющихся данных выполнен статистический анализ значений геолого-физических характеристик тульских пород коллекторов (табл. 3–4) [20–30].

Полученные значения t -критерия говорят о наличии статистически значимых различий между алевролитом и песчаником по всем параметрам для группы месторождений восточной части БаС и $K_{пр}$ месторождения в западной части. Кроме того, наибольшее различие несет в себе параметр $K_{пр}$, далее K_p и ρ . Статистически значимые значения t -критерия Стьюдента параметра ρ для алевролита и песчаника позволяют использовать ρ как дополнительную характеристику при оценке $K_{пр}$ коллекторов.

При оценке проницаемости через петрофизическую зависимость $K_{пр} = f(K_p)$ часто существуют объективные проблемы, связанные с недостаточной теснотой связи данных параметров. При экспоненциальной зависимости не удается обосновать различные соотношения между $K_{пр}$ и K_p на разных диапазонах значений K_p . При рассмотрении стандартного комплекса ФЭС (K_p , $K_{пр}$) не всегда происходит детальный учет структуры пустотного пространства, которое зависит от минералогического и литологического состава отложений, способа упаковки частиц, диагенетических и катагенетических условий (приводящих к уплотнению и разуплотнению пород). Поэтому для повышения качества прогнозных моделей ФЭС необходимо использовать дополнительные характеристики, учитывающие состав и свойства горной породы [31–35].

Для более детального изучения проницаемой части коллекторов добавим к исследованию ρ горной породы. Необходимость обусловлена наличием ранее описанных различий между параметрами алевролита и песчаника. Особенности в литологическом строении описанных литологических разностей приводят к различным взаимным корреляциям между K_p , ρ и $K_{пр}$.

Построение многомерных моделей, анализ петрофизических зависимостей

Исследование и анализ совместного влияния K_p и ρ позволит уточнить методику прогнозирования $K_{пр}$ и распределения значений показателя в пространстве

Таблица 1

Сопоставление частотей K_n для алевролита и песчаника

| Интервал K_n , доли ед. | Частость (алевролит), доли ед. | | Частость (песчаник), доли ед. | |
|---------------------------|--------------------------------|------------|-------------------------------|------------|
| | запад БаС | восток БаС | запад БаС | восток БаС |
| 0,00–0,02 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 0,02–0,04 | 0 | 0,03 | 0,01 | 0,02 |
| 0,04–0,06 | 0,03 | 0,06 | 0,05 | 0,01 |
| 0,06–0,08 | 0 | 0,06 | 0,02 | 0,03 |
| 0,08–0,10 | 0,13 | 0,1 | 0,09 | 0,09 |
| 0,10–0,12 | 0,25 | 0,16 | 0,09 | 0,13 |
| 0,12–0,14 | 0,13 | 0,2 | 9 | 0,09 |
| 0,14–0,16 | 0,06 | 0,15 | 0,17 | 0,23 |
| 0,16–0,18 | 0,09 | 0,15 | 0,17 | 0,28 |
| 0,18–0,20 | 0,16 | 0,08 | 0,2 | 0,11 |
| 0,20–0,22 | 0,09 | 0,02 | 0,06 | 0,01 |
| 0,22–0,24 | 0,06 | 0 | 0,05 | 0 |
| 0,24–0,26 | 0 | 0 | 0,01 | 0 |
| 0,26–0,28 | 0 | 0 | 0,01 | 0 |

Таблица 2

Сопоставление частотей K_{np} для алевролита и песчаника

| Интервал K_{np} , доли ед. | Частость (алевролит), доли ед. | | Частость (песчаник), доли ед. | |
|------------------------------|--------------------------------|------------|-------------------------------|------------|
| | запад БаС | восток БаС | запад БаС | восток БаС |
| 0,000–0,010 | 0,59 | 0,54 | 0,25 | 0,22 |
| 0,010–0,110 | 0,38 | 0,39 | 0,31 | 0,32 |
| 0,110–0,210 | 0,03 | 0,03 | 0,25 | 0,16 |
| 0,210–0,310 | 0 | 0,02 | 0,13 | 0,17 |
| 0,310–0,410 | 0 | 0,01 | 0,03 | 0,06 |
| 0,410–0,510 | 0 | 0 | 0,04 | 0,07 |

Таблица 3

Сравнение средних значений по t -критерию пород коллекторов пласта Тл месторождения на западе БаС

| Показатель | Средние значения показателей | | Критерий Стьюдента Уровень значимости |
|---|-------------------------------------|------------------------------------|--|
| | Алевролит, $n = 32$ | Песчаник, $n = 176$ | |
| | Ср.знач \pm CO min – max | Ср.знач \pm CO min – max | |
| K_n , доли ед. | 0,15 \pm 0,05 0,05–0,22 | 0,16 \pm 0,05 0,03–0,26 | t_{1-2} p_{1-2} 0,737887 0,461423 |
| Объемная плотность породы ρ , г/см ³ | 2,29 \pm 0,12 2,15–2,68 | 2,27 \pm 0,15 2,03–2,6 | -0,626928 0,531878 |
| K_{np} , мкм ² | 0,026 \pm 0,042 0,000007–0,193 | 0,116 \pm 0,122 0,00006–0,495 | 3,899526 0,000134 |

Таблица 4

Сравнение средних значений по t -критерию пород коллекторов пласта Тл на востоке БаС

| Показатель | Средние значения показателей | | Критерий Стьюдента Уровень значимости |
|---|-------------------------------------|-----------------------------------|--|
| | Алевролит, $n = 123$ | Песчаник, $n = 161$ | |
| | Ср.знач \pm CO min – max | Ср.знач \pm CO min – max | |
| K_n , доли ед. | 0,12 \pm 0,04 0,03–0,21 | 0,14 \pm 0,04 0,02–0,21 | t_{1-2} p_{1-2} 3,559429 0,000436 |
| Объемная плотность породы ρ , г/см ³ | 2,30 \pm 0,13 2,02–2,64 | 2,26 \pm 0,13 1,9–2,91 | -2,777854 0,005840 |
| K_{np} , мкм ² | 0,031 \pm 0,057 0,000005–0,312 | 0,114 \pm 0,137 0,0001–0,494 | 8,579863 0,000000 |

залежи. Кроме того, использование параметра ρ горных пород при прогнозировании K_{np} учитывает дополнительные особенности строения пустотного пространства одновозрастных пород.

С целью выявления более значимых связей между петрофизическими характеристиками пласта Тл проанализировано 388 (с учетом данных по ρ породы) значений определений образцов зерна песчаника (246) и алевролита (142). Значения параметров K_n , ρ и K_{np} , определенные по лабораторным исследованиям зерна, объединены в единую статистическую выборку.

На рис. 1–2 приведены корреляционные поля в целом по всем месторождениям между K_{np} и K_n , K_{np} и ρ , K_n и ρ .

Анализ корреляционных полей между значениями K_{np} и K_n для алевролита и песчаника показывает, что между параметрами в обоих случаях присутствуют статистически значимые линейные связи, что в дальнейшем используется в качестве основного подхода в моделировании ФЭС для гидродинамических моделей [34–39].

Поинтервальное соотношение между песчаником и алевролитом подтверждается и на корреляционных полях, то есть отмечается наличие в левой зоне слабых коллекторов (или неколлекторов). Также можно отметить наличие высокопроницаемых коллекторов для песчаников и практически отсутствие их для алевролита. Дифференциация поинтервального распределения параметров K_{np} и K_n для алевролита и песчаника говорит о различных условиях их формирования. Соотношение K_{np} и K_n показывает, что влияние K_n на формирование проницаемости в разных интервалах сопровождается различием геологических условий.

Влияние K_n на K_{np} для алевролитов и песчаников характеризуется высокой степенью нелинейности, кроме того, вид этих нелинейностей различается на разных диапазонах изменения параметров.

Формирование связи между K_n и ρ для алевролита и песчаника представлено двумя составляющими, характеризующими процесс уплотнения и разуплотнения: одна – корреляционно значимая, вторая – из точек,

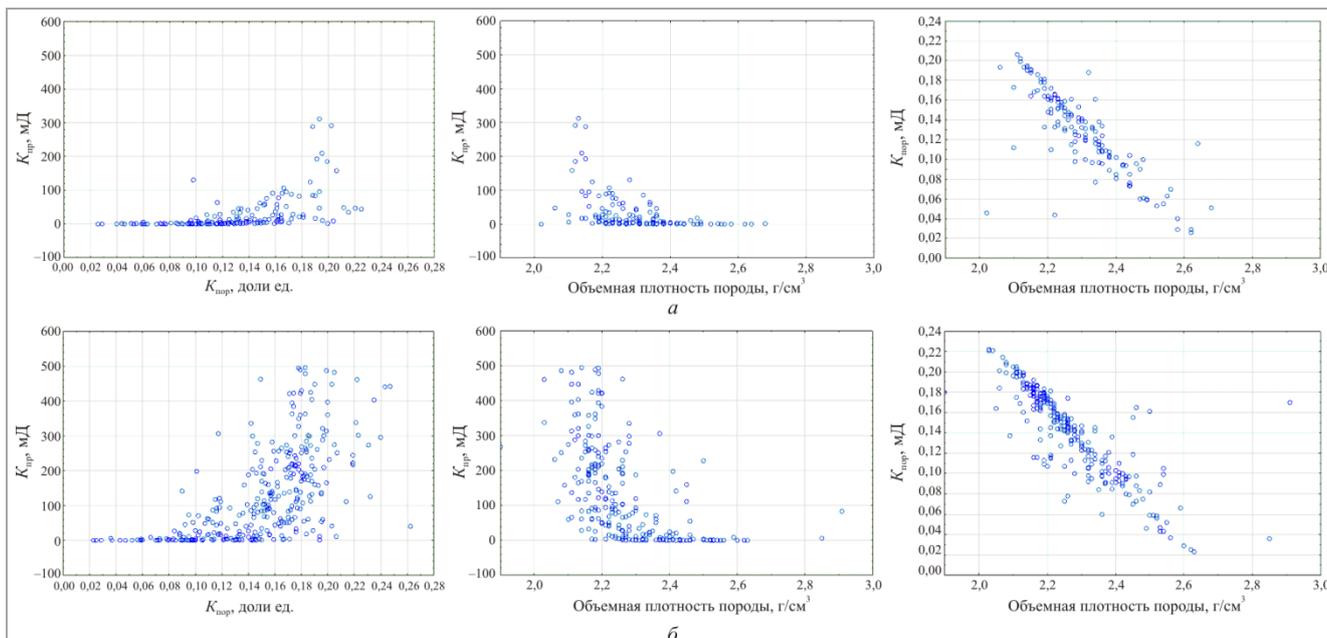


Рис. 1. Корреляционные поля между параметрами: а – для алевролита; б – для песчаника

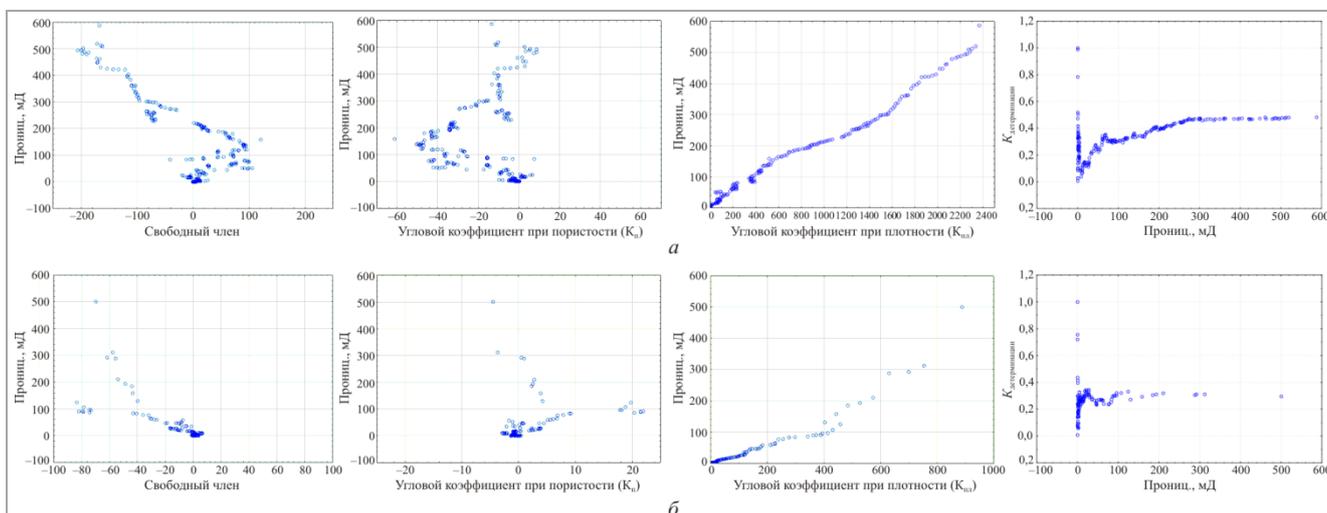


Рис. 2. Корреляционные поля параметров регрессионного уравнения: а – для песчаника; б – для алевролита

выпадающих из общей зависимости. При K_p менее 20–22 % наблюдается уменьшение показателя при увеличении плотности, что, возможно, связано с появлением более плотных минералов в поровом пространстве или с перестроением кристаллических решеток в более плотные с уменьшением объема пор. Таким образом, отмечается тесная прямо пропорциональная зависимость, рост объемной плотности приводит к увеличению $K_{пр}$.

Для прогноза значений $K_{пр}$ построены многомерные уравнения регрессии, проведен пошаговый регрессионный анализ [40, 41]. На рис. 2 представлены корреляционные поля параметров регрессионных уравнений.

В полученных моделях прогноза $K_{пр}$ песчаника и алевролита положительные коэффициенты при K_p указывают на прямо пропорциональную зависимость $K_{пр}$ от K_p , при этом можно выделить разнонаправленное поведение значений проницаемости на разных интервалах, что говорит о дифференцированном влиянии параметра K_p на этих отрезках. При этом для песчаника пороговым значением зависимости является 150 мД, для алевролита – 100 мД. Корреляционная зависимость по ρ как для песчаника, так и для алевролита имеет прямолинейный тренд. Это свидетельствует о том, что формирование значения $K_{пр}$ в сочетании K_p и ρ носит дифференцированный характер, а показатель ρ способен увеличивать фильтрационную характеристику пород. Различие многомерных моделей

прогноза $K_{пр}$ для песчаника и алевролита связано с особенностями процессов их формирования.

Это является важным фактором при формировании $K_{пр}$, так как вносит изменения в классическую (на основе ГИС) логарифмическую зависимость $K_{пр}$ от K_p . В этом случае при распределении $K_{пр}$ в трехмерном пространстве залежи нефти и газа можно использовать уточненную интерполяцию показателя.

Изменение коэффициента корреляции R для песчаника и алевролита характеризуется существенным различием в зависимости от рассматриваемого диапазона изменения $K_{пр}$, что свидетельствует об избирательном влиянии параметров друг на друга на всем диапазоне значений.

Стоит отметить, что до значения проницаемости 150 мД влияние по параметру ρ для песчаника и алевролита соизмеримо одинаково, а выше 150 мД – по песчанику зависимость сильнее, чем по алевролиту (рис. 3, а). То есть до определенного момента песчаники и алевролиты ведут себя одинаково, далее начинаются иные процессы осадконакопления, и наступает рассогласование в степени влияния на фильтрационные свойства. Зависимость проницаемости при углом коэффициенте пористости представлена на рис. 3, б.

Для пористости влияние для алевролита и песчаника на разных отрезках проницаемости носит дифференцированный характер. При этом максимальная степень рассогласования находится в районе значения проницаемости 150 мД.

Влияние на проницаемость пористости и плотности пород различно и формируется различно на разных интервалах проницаемости, учитывая, что проницаемость – функция от плотности и пористости, можно определить, когда они работают совместно, а когда раздельно. Если говорить о перспективах дальнейшего моделирования проницаемости, кроме пористости и плотности, следует учесть и литологическую составляющую коллектора, судя по графикам, песчаник характеризуется большей дисперсией.

Очевидно, что для низких значений проницаемости ввиду отсутствия в них запасов нефти построение прогнозной зависимости оценки проницаемости для поставленных задач не так актуально. Скважины, по которым отмечается высокая проницаемость (свыше 500 мД), важны в оценке ФЕС для описания таких процессов, как преждевременное обводнение, прорывы воды или высокие значения дебитов жидкости и нефти в единичных скважинах [42]. Для территории исследования их доля в коллекторах порового типа не превышает 3 % [43].

Заключение

Выявление связей между параметрами $K_{пр}$, $K_{п}$ и ρ горной породы имеет особое значение при разработке методики настройки модели в межскважинном пространстве. Из результатов исследования следует также, что учет литологической составляющей позволит дифференцировать распределение параметров, тем самым уточнить ФЕС по пласту. При моделировании коллектора необходимо перейти от линейности к нелинейности и принять во внимание, что решаемая задача распределения проницаемости в залежи несколько сложнее. На различных участках порой проницаемость не контролируется пористостью в принципе, а где-то преобладает только этот параметр. Достоверная оценка, учитывающая зависимости между свойствами коллекторов и диапазон наиболее вероятного изменения значений $K_{пр}$, позволит значительно повысить эффективность как геологического, так и гидродинамического моделирования.

Библиографический список

- Халимов Э.М. Детальные геологические модели и трехмерное моделирование // Нефтегазовая технология. Теория и практика. – 2012. – Т. 7, № 3.
- Резванов Р.А., Смирнов О.А. Типизация коллекторов как средство повышения точности определения проницаемости // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 2. – С. 42–45.
- Кожовкин 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.
- Козырев Н.Д., Вишняков А.Ю., Путилов И.С. Оценка влияния параметров неопределенности на прогнозирование показателей разработки // Недропользование. – 2020. – Т. 20, № 4. – С. 356–368. DOI: 10.15593/2712-8008/2020.4.5
- Гавура В.Е. Геология и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений. – М.: ВНИИОЭНГ, 1995.
- Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. – М.: Недра, 1982.
- Кричлоу Г.Б. Современная разработка нефтяных месторождений – проблемы моделирования. – М.: Недра, 1979.
- Насыбуллин А.В., Антонов О.Г. Постоянно действующая геолого-технологическая модель 3-го блока Березовской площади // Сборник научных трудов ТатНИИнефть / ОАО «Татнефть». – М.: ВНИИОЭНГ, 2012. – Вып. 80. – С. 91–95.
- Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. РД 153-39.0-047-00. – М.: Министерство топлива и энергетики Российской Федерации, 2000.
- 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.
- Методика отображения в цифровой геологической модели литолого-фациальных особенностей терригенного коллектора / В.П. Мангазеев, В.Б. Белозеров, И.Н. Кожовкин, А.В. Резванов // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 5.
- 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.
- 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
- 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
- Новый инструмент пространственного анализа геолого-геофизической информации – Template Analyst / М.Г. Барский, А.В. Коноплев, В.В. Хронусов, С.Н. Кривошеков // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2008. – № 8. – С. 17–20.
- Вистелиус А. В. Основы математической геологии. – Л.: Недра, 1980. – 389 с.
- Галкин В.И., Хижняк Г.П. О влиянии литологии на коэффициент вытеснения нефти водой // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 3. – С. 70–73.
- Геологическое строение Камско-Кинельской впадины в связи с нефтегазоносностью и угленосностью Пермского области / С.А. Винниковский [и др.] // Геология и нефтегазоносность Камско-Кинельских прогибов. – Казань: Изд-во Казан. ун-та, 1970.
- Геофизические методы изучения подсечных параметров при определении запасов нефти и газа / Б.Ю. Вендельштейн, Г.М. Золосова, Н.В. Царева [и др.]. – М.: Недра, 1985. – 248 с.
- Галкин В.И., Пономарева И.Н., Решина 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
- Гмурман В.Е. Теория вероятностей и математическая статистика: учебное пособие для вузов. – 10-е изд., стереотип. – М.: Высшая школа, 2004. – 479 с.
- Девис Дж. Статистика и анализ геологических данных. – М.: Мир, 1977. – 353 с.
- Девис Дж. Статистический анализ данных в геологии. – М.: Недра, 1990. – Кн. 1. – 319 с.
- Девис Дж. Статистический анализ данных в геологии. – М.: Недра, 1990. – Кн. 2. – 426 с.
- Деметьев Л.Ф., Жданов М.А., Кирсанов А.Н. Применение математической статистики в нефтепромышленной геологии. – М.: Недра, 1977. – 255 с.
- Tiab D. Modern Core Analysis. Vol. 1: Theory, Core Laboratories. – Houston, Texas, 1993. – 200 p.
- Warren J.E., Root P.J. The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs // Soc. Petrol. Eng. J. – 1963.
- Watson G.S. Statistic on spheres. – New York: John Wiley and Sons, Inc., 1983. – 238 p.
- Yang Xin-She. Mathematical modeling for Earth Sciences. – Dunedin Academic Press Ltd, 2008. – 310 p.
- Yarus J.M. Stochastic modeling and geostatistics / AAPG. – Tulsa, Oklahoma, 1994. – 231 p.
- Решина В.А., Галкин В.И., Галкин С.В. Применение комплексного учета петрофизических характеристик при адаптации геолого-гидродинамических моделей (на примере визейской залежи Гондырского месторождения нефти) // Записки Горного института. – 2018. – Т. 231. – С. 268–274. DOI: 10.25515/ghi.2018.3.268
- Amanat U. Chaudry. Oil well testing handbook / Advanced TWPSON Petroleum Systems Inc. – Houston, 2004. – 525 p.
- Analysis and interpretation of the water-oil ratio in waterfloods / C. Yortsos Yannis, Choi Youngmin, Yang Zhengming, C. Shah. Piyush // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 5–8 October. – San Antonio, Texas, 1997. – P. 413–434. DOI: 10.2118/38869-MS
- Anisur Rahman N.M., Bin Akresh S.A., Al-Thawad F.M. Diagnosis and characterization of cross flow behind casing from transient-pressure tests // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 28–30 September, Houston, Texas, 2015. DOI: 10.2118/174999-MS

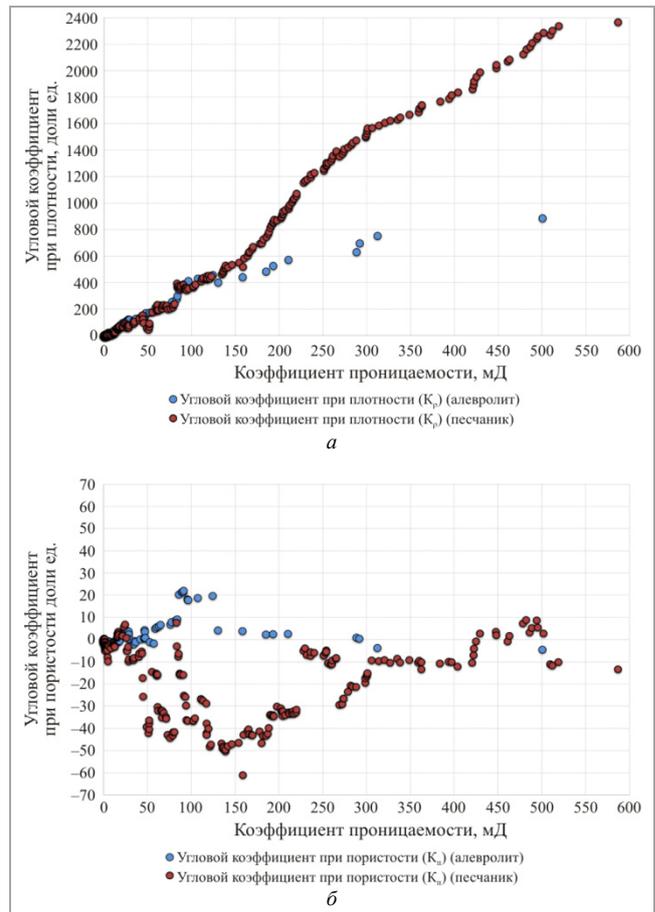


Рис. 3. Зависимость для песчаника и алевролита: а – углового коэффициента при объемной плотности породы и $K_{пр}$; б – углового коэффициента при пористости и $K_{пр}$

35. Chan K.S. Water control diagnostic plots. Paper SPE 30755 // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 22–25 October. – Dallas, Texas, 1995. – P. 755–763. DOI: 10.2118/30775-MS
36. Гладков Е.А. Геологические и гидродинамическое моделирование месторождений нефти и газа: учебное пособие. – Томск: Изд-во Томск. политехн. ун-та, 2012. – 99 с.
37. Деметьев Л.Ф. Математические методы и ЭВМ в нефтегазовой геологии: учеб. пособие для вузов. – М.: Недра, 1983. – 62 с.
38. Деметьев Л.Ф. Системные исследования в нефтегазопромисловой геологии: учеб. пособие для вузов. – М.: Недра, 1988. – 204 с.
39. Присяжнюк М.А., Вишняков А.Ю. К вопросу о сопоставлении значений проницаемости в геологической и гидродинамической моделях // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых: материалы XI Всерос. науч.-техн. конф., Пермь, 7–9 нояб. 2018 г / М-во науки и высш. образования Рос. Федерации, Перм. нац. исслед. политехн. ун-т. – Пермь: Изд-во ПНИПУ, 2018. – С. 187–189.
40. Оценка коэффициентов извлечения нефти для месторождений Пермского края на основе статистических моделей / С.В. Галкин, Т.Б. Поплаухина, А.В. Расповов, Г.П. Хижняк // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 4. – С. 38–39.
41. Дрейпер Н., Смит Г. Прикладной регрессионный анализ. – М.: Изд. дом «Вильямс», 2007.
42. Комплексирование 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.
43. Поплыгин В.В., Галкин С.В. Прогнозная экспресс-оценка показателей разработки нефтяных залежей // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 3. – С. 112–115.

References

1. Khalimov E.M. Detal'nye geologicheskie modeli i trekhmernoe modelirovanie [Detailed geological models and three-dimensional simulation]. *Neftgazovaya tekhnologiya. Teoriya i praktika*, 2012, vol. 7, no. 3.
2. Rezvanov R.A., Smirnov O.A. Tipizatsiya kolektorov kak sredstvo povysheniya tochnosti opredeleniya pronitsaemosti [Reservoirs typification as a means of improving the permeability determining accuracy]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2013, no. 2, pp. 42–45.
3. Koshovkin I.N., Belozerov V.B. Otobrazhenie neodnorodnosti terrigennykh kolektorov pri postroenii geologicheskikh modeli neftiannykh mestorozhdenii [Display of heterogeneities of terrigenous reservoirs in the construction of geological models of oil fields]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta*, 2007, vol. 310, no. 2, pp. 26–32.
4. Koz'yev N.D., Vishniakov A.U., Putilov I.S. Otsenka vliianiia parametrov neopredelennosti na prognozirovanie pokazatelei razrabotki [Assessment of the Uncertainty Parameters Influence on the Development Indicators]. *Nedropol'zovanie*, 2020, vol. 20, no. 4, pp. 356–368. DOI: 10.15593/2712-8008/2020.4.5
5. Gavura V.E. Geologiya i razrabotka nefiannykh i gazonefiannykh mestorozhdenii [Geology and development of oil and gas-oil fields]. Moscow: VNIIOENG, 1995.
6. Aziz Kh., Settari E. Matematicheskoe modelirovanie plastovykh sistem [Mathematical modeling of reservoir systems]. Moscow: Nedra, 1982.
7. Krichlov G.B. Sovremennaya razrabotka nefiannykh mestorozhdenii - problemy modelirovaniia [Modern Oilfield Development – Modeling Problems]. Moscow: Nedra, 1979.
8. Nasybullin A.V., Antonov O.G. Postoianno deistvuiushchaia geologo-tekhnologicheskaiia model' 3-go bloka Bereзовskoi ploshchadi [Permanent geological and technological model of the 3rd block of the Bereзовskaya area]. *Sbornik nauchnykh trudov TatNIPneft'*. Moscow: VNIIOENG, 2012, iss. 80, pp. 91–95.
9. Reglament po sozdaniiu postoianno deistvuiushchikh geologo-tekhnologicheskikh modeli nefiannykh i gazonefiannykh mestorozhdenii. RD 153-39.0-047-00 [Regulation on the creation of permanent geological and technological models of oil and gas-oil fields. GD 153-39.0-047-00]. Moscow: Ministerstvo topliva i energetiki Rossiiskoi Federatsii, 2000.
10. Boganiuk V.N., Medvedev A.I., Medvedeva A.Iu., Pestrikova N.A., Pestov V.V., Reznichenko V.A., Iarmetov V.I. Metodika perekhoda ot srednei kernovoi pronitsaemosti k "istinnoi" [Technique of transition from average core permeability to "true"]. *Tekhnologii TEK. Neft' i kapital*, 2005, no. 1.
11. Nagazeev V.P., Belozerov V.B., Koshovkin I.N., Riazanov A.V. Metodika otobrazheniia v tsifrovoy geologicheskoi modeli litologo-fatsial'nykh osobennosti terrigennoi kolektora [Methods for displaying lithological-facies features of a terrigenous reservoir in a digital geological model]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2006, no. 5.
12. Bobrov S.E., Evdoshchuk A.A., Rozbaeva G.L. Povshenie tochnosti prognoza pronitsaemosti na osnove vydeleniia klassov kolektorov i ikh izucheniiya v ob'eme plasta Hx-I Suzunskogo mestorozhdeniia [Improvement of the geological model forecast accuracy based on identification of reservoir classes and study of the same in Hx-I reservoir of Suzunskoye field]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2013, no. 2, pp. 46–49.
13. 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
14. Deriushev A.B. O neobkhodimosti sopostavleniia geologicheskikh i gidrodinamicheskikh kharakteristik zalezhei po dannym trekhmernogo modelirovaniia na primere produktivnogo plasta T12-b Nozhovskogo mestorozhdeniia nefi [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 Nozhovskoye oil field]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftgazovoe i gornoe delo*, 2014, no. 13, pp. 15–25. DOI: 10.15593/2224-9923/2014.13.2
15. Barskii M.G., Konoplev A.V., Khronusov V.V., Krivoshechekov S.N. Novyi instrument prostranstvennogo analiza geologo-geofizicheskoi informatsii – Template Analyst [New tool for spatial analysis of geological and geophysical information – Template Analyst]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefiannykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2008, no. 8, pp. 17–20.
16. Vistelius A.V. Osnovy matematicheskoi geologii [Fundamentals of Mathematical Geology]. Leningrad: Nedra, 1980, 389 p.
17. Galkin V.I., Khizhniak G.P. O vliianiit litologii na koeffitsient vytesneniia nefi vodoi [On the influence of lithology on the water-oil displacement efficiency]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2012, no. 3, pp. 70–73.
18. Vinnikovskii C.A. et al. Geologicheskoe stroenie Kamsko-Kinel'skoi vpadiny v sviazi s neftegazonosnost'iu i uglenosnost'iu Permskoi oblasti [Geological structure of the Kamsko-Kinel'skaya depression in connection with the oil and gas content and coal content of the Perm region]. *Geologiya i neftegazonosnost' Kamsko-Kinel'skikh progibov. Kazan': Kazanskii universitet*, 1970.
19. Vendel'shtein B.Iu., Zoloeva G.M., Tsareva N.V. et al. Geofizicheskie metody izucheniia podschetynykh parametrov pri opredelenii zapasov nefi i gaza [Geophysical methods for studying calculation parameters in determining oil and gas reserves]. Moscow: Nedra, 1985, 248 p.
20. Galkin V.I., Ponomareva I.N., Repina V.A. Issledovanie protsessa nefteizvlecheniia v kolektorakh razlichnogo tipa pustotnosti s ispol'zovaniem mnogomernogo statisticheskogo analiza [Study of Oil Recovery from Reservoirs of Different Void Types with Use of Multidimensional Statistical Analysis]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftgazovoe i gornoe delo*, 2016, vol. 15, no. 19, pp. 145–154. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.19.5
21. Gmurman V.E. Teoriia veroiatnosti i matematicheskaiia statistika [Theory of Probability and Mathematical Statistics]. 10nd ed. Moscow: Vysshiaia shkola, 2004, 479 p.
22. Devis Dzh. Statistika i analiz geologicheskikh dannykh [Geological data statistics and analysis]. Moscow: Mir, 1977, 353 p.
23. Devis Dzh.S. Statisticheskii analiz dannykh v geologii [Statistical data analysis in geology]. Moscow: Nedra, 1990, book 1, 319 p.
24. Devis Dzh.S. Statisticheskii analiz dannykh v geologii [Statistical data analysis in geology]. Moscow, 1990, book 2, 426 p.
25. Dement'ev L.F., Zhdanov M.A., Kirsanov A.N. Primenenie matematicheskoi statistiki v neftepromyslovoi geologii [Application of mathematical statistics in oilfield geology]. Moscow: Nedra, 1977. – 255 c.
26. Tiab D. Modern Core Analysis. Vol. 1: Theory, Core Laboratories. Houston, Texas, 1993, 200 p.
27. Warren J.E., Root P.J. The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs. *Soc. Petrol. Eng. J.*, 1963.
28. Watson G.S. Statistic on spheres. New York: John Wiley and Sons, Inc., 1983, 238 p.
29. Yang Xin-She. Mathematical modeling for Earth Sciences. Dunedin Academic Press Ltd, 2008, 310 p.
30. Yarus J.M. Stochastic modeling and geostatistics. AAPG, Tulsa, Oklahoma, 1994, 231 p.
31. Repina V.A., Galkin V.I., Galkin S.V. Primenenie kompleksnogo ucheta petrofizicheskikh kharakteristik pri adaptatsii geologo-gidrodinamicheskikh modeli (na primere vizeiskoi zalezhei Gondyrevskogo mestorozhdeniia nefi) [Complex petrophysical correction in the adaptation of geological hydrodynamic models (on the example of Visean pool of Gondyrev oil field)]. *Zapiski Gornogo instituta*, 2018, vol. 231, pp. 268–274. DOI: 10.25515/mpi.2018.3.268
32. Amanat U. Chaudry. Oil well testing handbook. Advanced TWPSO Petroleum Systems Inc. Houston, 2004, 525 p.
33. Yortsos Yannis C., Choi Youngmin, Yang Zhengming, Piyush C. Shah. Analysis and interpretation of the water-oil ratio in waterfloods. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 5–8 October. San Antonio, Texas, 1997, pp. 413–434. DOI: 10.2118/38869-MS
34. Anisur Rahman N.M., Bin Akresh S.A., Al-Thawad F.M. Diagnosis and characterization of cross flow behind casing from transient-pressure tests. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 28–30 September, Houston, Texas, 2015. DOI: 10.2118/174999-MS
35. Chan K.S. Water control diagnostic plots. Paper SPE 30755. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 22–25 October. Dallas, Texas, 1995, pp. 755–763. DOI: 10.2118/30775-MS
36. Gladkov E.A. Geologicheskoe i gidrodinamicheskoe modelirovanie mestorozhdenii nefi i gaza [Geological and hydrodynamic modeling of oil and gas fields]: uchebnoe posobie. – Tomsk: Izd-vo Tomsk. politekhn. un-ta, 2012. – 99 s.
37. Dement'ev L.F. Matematicheskie metody i EVM v neftegazovoy geologii [Mathematical methods and computers in oil and gas geology]. Moscow: Nedra, 1983, 62 p.
38. Dement'ev L.F. Sistemnye issledovaniia v neftegazopromyslovoi geologii [System studies in oil and gas field geology]. Moscow: Nedra, 1988, 204 p.
39. Prisiazhniuk M.A., Vishniakov A.Iu. K voprosu o sopostavlenii znachenii pronitsaemosti v geologicheskoi i gidrodinamicheskoi modeliakh [On the issue of comparing permeability values in geological and hydrodynamic models]. *Problemy razrabotki mestorozhdenii uglevodorodnykh i rudnykh poleznykh iskoपाemnykh. Materialy XI Vserossiiskoi nauchno-tekhnicheskoi konferentsii*, Perm', 7–9 November 2018. Perm': Permskii natsional'nyi issledovatel'skii politekhnicheskii universitet, 2018, pp. 187–189.
40. Galkin S.V., Poplaukhina T.B., Raspopov A.V., Khizhniak G.P. Otsenka koeffitsientov izvlecheniia nefi dlia mestorozhdenii Permskogo kraia na osnove statisticheskikh modeli [Estimation of oil recovery ratios for Permskiy region fields on the basis of statistical models]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2009, no. 4, pp. 38–39.
41. Dreiper N., Smit G. Prikladnoi regreSSIONnyi analiz [Applied regression analysis]. Moscow: Vil'iams, 2007.
42. Nikolaev M.N., Ermilov E.V., Gnilitskii R.A., Sagaidachnaia A.S., Koniienko S.A. Kompleksirovanie istoricheskikh dannykh pri obosnovanii prostranstvennogo rasprostraneniia i fil'tratsionnykh svoistv vysokopronitsaemykh intervalov v razreze plastov sherkalinskoi svitы Talinskoi ploshchadi [Integration of history data at justification of space distribution and reservoir properties of high permeable intervals of Sherkalinskaya suit, Talinskaya area]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2013, no. 3, pp. 28–31.
43. Poplygin V.V., Galkin S.V. Prognoznaiia ekspress-otsenka pokazatelei razrabotki nefiannykh zalezhei [Forecast quick evaluation of the indices of the development of the oil deposits]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2011, no. 3, pp. 112–115.