

## ИССЛЕДОВАНИЕ ЗАВИСИМОСТИ ПРОНИЦАЕМОСТИ ГОРНОЙ ПОРОДЫ ОТ ЕЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ

© 2019 г. А. Л. Хашпер, Т. Р. Аминев, А. И. Федоров, А. В. Жонин

**Реферат.** Авторами проведено комплексное исследование влияния напряженного состояния на проницаемость горной породы продуктивного пласта. Исследование включает как экспериментальную работу на естественных низкопроницаемых образцах керна, так и математическое моделирование сопутствующих эффектов. В рамках подготовки экспериментальной работы была разработана специальная методика проведения фильтрационных экспериментов на образцах керна. Суть методики заключается в применении многократного ступенчатого обжатия образца горной породы с определением ее проницаемости на каждой ступени. Эксперименты проводились как по газу, так и по жидкости в термобарических условиях залегания продуктивного пласта на современном лабораторном оборудовании. Проведенные эксперименты подтвердили наличие эффекта необратимого снижения проницаемости породы при увеличении эффективного давления при первом цикле нагружения, а также присутствие упругих деформаций при последующих циклах нагружения-разгрузки. В результате обработки экспериментальных данных были получены соответствующие корреляции в форме Джонса-Оуэнса [Jones, Owens, 1980]. Полученные коэффициенты деградации проницаемости в зависимости от нагружения были использованы на этапе математического моделирования при построении гидродинамической модели. Для выполнения этого этапа авторами разработан программный модуль для учета зависимости проницаемости от полного напряженно-деформированного состояния при гидродинамическом моделировании. Для расчета компонентов тензора напряжений используется метод граничных элементов, а учет зависимости проницаемости от напряженного состояния реализован в виде итерационного сопряжения с гидродинамической моделью.

Результаты моделирования показали, что учет влияния напряженно-деформированного состояния при расчете проницаемости позволяет выявить дополнительные зоны ухудшения проницаемости по сравнению с моделями, учитывающими только зависимость от пластового давления. В дальнейшем на основе разработанного модуля планируется создать инструмент, позволяющий исследовать изменение проницаемости породы при изменении ее напряженно-деформированного состояния для различных комбинаций режимов эксплуатации скважин, что позволит модернизировать методику перевода скважин в систему поддержания пластового давления, уточнить технологические запасы низкопроницаемых нефтяных месторождений и оптимизировать стратегию разработки низкопроницаемых коллекторов. В перспективе полученную технологию учета изменения проницаемости при изменении напряженно-деформированного состояния горной породы можно транслировать на другие геологические объекты, в том числе газовые месторождения.

**Ключевые слова:** проницаемость, эффективное давление, фильтрационные эксперименты, напряженно-деформированное состояние, математическое моделирование

## RESEARCH OF DEPENDENCE OF ROCK PERMEABILITY ON ITS STRESS-STRAIN STATE

A. L. Khashper, T. R. Aminev, A. I. Fedorov, A. V. Zhonin

**Abstract.** The authors conducted a comprehensive study of the stress effect on the permeability of the rock of the productive formation. The study included both experimental work on natural low-permeable core samples and mathematical modeling of concomitant effects. As part of the preparation of the experimental work, a special technique was developed for conducting filtration experiments on core samples. The essence

**Для цитирования:** Хашпер А.Л., Аминев Т.Р., Федоров А.И., Жонин А.В. Исследование зависимости проницаемости горной породы от ее напряженно-деформированного состояния // Геологический вестник. 2019. № 1. С. 133–140. DOI: <http://doi.org/10.31084/2619-0087/2019-1-10>.

**For citation:** Khashper A.L., Aminev T.R., Fedorov A.I., Zhonin A.V. Research of dependence of rock permeability on its stress-strain state // *Geologicheskii vestnik*. 2019. No. 1. P. 133–140. DOI: <http://doi.org/10.31084/2619-0087/2019-1-10>.

of the technique is the use of a multiple stepwise compression of a rock sample with the determination of its permeability at each step. The experiments were carried out both in gas and in liquid under thermobaric conditions of reservoir occurrence, on modern laboratory equipment. The experiments results confirmed the effect of an irreversible decrease in the rock permeability with an increase in the effective pressure during the first loading cycle, as well as the presence of elastic deformations in subsequent loading-unloading cycles. As a result of processing the experimental data, the corresponding correlations in the form of Jones-Owens were obtained [Jones, Owens, 1980]. The obtained coefficients of permeability degradation, depending on the loading, were used at the stage of mathematical modeling while building hydrodynamic model. To accomplish this stage, the authors have developed a software module for taking into account the dependence of permeability on the total stress-strain state in hydrodynamic modeling. To calculate the stress tensor components, the boundary element method is used, and the allowance for the dependence of permeability on the stress state is implemented in the form of an iterative conjugation with a hydrodynamic model. The modeling results revealed that taking into account the influence of the stress-strain state on permeability allows to detect additional zones of permeability deterioration compared with models that take into account only the dependence on reservoir pressure. In the future, on the base of the developed module, it is planned to create a tool for investigating the change in rock permeability with changing its stress-strain state for various combinations of well operation modes, which will allow modernizing the method of transferring wells to the reservoir pressure maintenance system, clarifying technological reserves of low-permeable oil fields and optimizing the strategy of low-permeability reservoirs development. In the future, the obtained technology for recording changes in rock permeability with a change in its stress-strain state can be transmitted to other geological objects, including gas fields.

**Key words:** permeability, effective pressure, filtration experiments, stress-strain state, mathematical modeling

## Введение

Нефтенасыщенный коллектор с точки зрения физики является пороупругой средой. В общем случае любая характеристика породы является функцией состояния среды. В настоящей работе рассмотрено влияние напряженного состояния среды на одну из важнейших характеристик породы — проницаемость. Напряженное состояние пороупругой среды характеризуется двумя параметрами — поровым давлением и эффективным напряжением, испытываемым матрицей. Изменение одного из параметров может повлиять на другой. Так, например, снижение пластового давления может увеличить нагрузку на матрицу продуктивного пласта и наоборот. Изменение нагрузки на вмещающую матрицу породы может в свою очередь привести к изменению ее проницаемости, поскольку последняя определяется в том числе геометрическими характеристиками матрицы. Данные эффекты наиболее сильно проявляются вблизи техногенных источников изменения напряженного состояния, таких как скважины или трещины гидроразрыва пласта. Изменение проницаемости вследствие изменения напряженного состояния пласта может впоследствии привести к ускоренным темпам падения дебита нефти. К настоящему времени существует ряд работ, в которых эффект влияния напряженного состояния на проницаемость подтвержден, а также предложен ряд моделей для

его описания [Кашников, Кузнецова, Мордвинов, 2008; Кашников, Ашихмин, Обшаров, 2008; Карманский, 2009; Жуков, 2010; Попов, 2014; Родионов, Боталов, Легостаев, 2016; Карев, Коваленко, Химуля, 2017]. Важным элементом для корректного описания проблемы являются экспериментальные исследования на керновом материале низкопроницаемых пористых сред в широком диапазоне давлений, в условиях приближенных к пластовым. На основании таких исследований можно построить корректную математическую модель для описания рассматриваемого эффекта и масштабировать данную модель относительно объекта разработки.

## Экспериментальные исследования зависимости проницаемости от эффективного давления

На сегодняшний день существует значительное количество исследований, посвященных данной теме [Кашников, Кузнецова, Мордвинов, 2008; Кашников, Ашихмин, Обшаров, 2008; Карманский, 2009; Жуков, 2010; Попов, 2014; Родионов, Боталов, Легостаев, 2016; Карев, Коваленко, Химуля, 2017]. Для различных типов горных пород величина и характер эффекта снижения проницаемости при увеличении геостатической нагрузки могут быть разными. Как правило, авторы упомянутых работ обращают внимание на зависимость проницаемости от эффективного давления.

Под эффективным давлением будем понимать давление на матрицу породы, которое рассчитывается по формуле:

$$P_e = P - P_f$$

где  $P_f$  — геостатическое давление (давление вышележащих пород),  $P$  — пластовое давление (давление, под которым находятся жидкость и газ, насыщающие поровое пространство пласта).

Поскольку модели и зависимости, приведенные в работах разных авторов, отличаются друг от друга, наиболее верным решением мы считаем проведение собственных лабораторных экспериментов на образцах пород. Таким образом, экспериментально описаны будут именно наиболее интересные в практическом отношении образцы, с другой стороны будет разработана методика проведения самих экспериментов. Далее опишем методику и приведем результаты экспериментального определения влияния эффективного давления на проницаемость горных пород.

### Метод проведения эксперимента

Для проведения лабораторных испытаний было отобрано 50 образцов керна. Имеющуюся коллекцию разделили на две партии для проведения фильтрационных экспериментов по газу и по жидкости соответственно. В ходе экспериментов по газу исследовано циклическое изменение давления обжатия керна. По итогам проведенных исследований было установлено: при увеличении эффективного напряжения (или снижении пластового давления) происходит снижение проницаемости породы (рис. 1).

1) Первое нагружение является упруго-пластичным (Цикл 1). При этом происходят необратимые изменения в породе в сторону ухудшения фильтрационно-емкостных свойств породы.

2) Разгрузка и повторное нагружение (Циклы 2, 3) являются упругими. При этом порода обратно реагирует на давление.

Корреляция для проницаемости в форме Jones&Owens1980 имеет вид [Jones, Owens, 1980]:

— при первом нагружении (упруго-пластический режим)

$$\frac{k}{k_0} = [C_1 + A \cdot \ln(P_e)]^3$$

где  $A$  — коэффициент, характеризующий степень деградации проницаемости при упруго-пластическом нагружении.

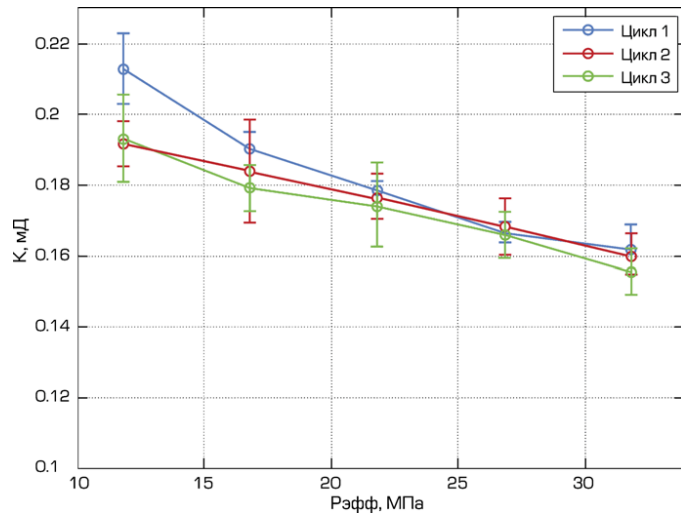


Рис. 1. Изменения пористости и проницаемости в процессе нагружения и разгрузки

Fig. 1. Porosity and permeability changes while loading and unloading

— при втором и последующих нагружениях (упругий режим)

$$\frac{k}{k_0} = [C_1 + B \cdot \ln(P_e)]^3$$

где  $B$  — коэффициент, характеризующий степень деградации проницаемости при упругом нагружении и разгрузке.

Таким образом, наличие эффекта необратимого снижения проницаемости породы при снижении пластового давления экспериментально подтверждено.

Далее экспериментально полученные корреляции используются при математическом моделировании зависимости проницаемости от напряженного состояния.

### Обзор существующих моделей

В настоящее время применяемое в Компании программное обеспечение использует модель зависимости проницаемости породы только от пластового давления, а не от полного напряженного состояния. Реализовано два способа расчета: 1) ROCKTAB и 2) ROCKMULT.

Под моделью ROCKTAB понимается линейная зависимость проницаемости от пластового давления. В корпоративном программном обеспечении эта модель реализована следующим образом. В ключевом слове ROCKTAB пользователем задается таблица зависимости проницаемости породы от давления. Если в опции уплотнения породы

ROCKCOMP задано REVERS (уплотнение породы полностью обратимо при возрастании давления), таблица линейно интерполируется (рис. 2). Если задано IRREVERS (уплотнение породы необратимо, при возрастании давления поровое пространство не расширяется повторно), то для нагружения значения проницаемости интерполируются, а для разгрузки значения проницаемости берутся равными значениям проницаемости при минимальном давлении.

На рис. 2:  $P$  — пластовое давление,  $k$  — проницаемость,  $k_0$  — начальная проницаемость.

Модель ROCKMULT реализует зависимость проницаемости породы от пластового давления по лабораторным корреляциям. Первое нагружение является упруго-пластическим, разгрузка и повторные нагружения — упругими.

На рис. 3:  $P_{\text{эфф}}$  — эффективное давление,  $P_{\text{эфф}0}$  — начальное эффективное давление,  $k$  — проницаемость,  $k_0$  — начальная проницаемость.

В обоих случаях влияние изменения тензора напряжений на проницаемость породы не учитывается. Поэтому поставлена задача разработать и реализовать модель зависимости проницаемости от полного напряженно-деформированного состояния.

## Математическое моделирование

В работе предлагается рассчитывать проницаемость по лабораторным корреляциям [Jones, Owens, 1980] в зависимости от полного напряженно-деформированного состояния:

$$\frac{k}{k_0} = \left[ 1 + A \cdot \ln \left( \frac{S}{S_0} \right) \right]^3$$

$$S = \frac{S_1 + S_2 + S_3}{3} - \alpha \cdot P$$

$$S_0 = \frac{S_1 + S_2 + S_3}{3} - \alpha \cdot P$$

где:  $A = \begin{cases} -0.057, & \text{—} \\ -0.038, & \text{—} \end{cases}$  ;

$k$  — проницаемость породы,  $k_0$  — начальная проницаемость,  $S_1^{\text{лок}}, S_2^{\text{лок}}, S_3^{\text{лок}}$  — локальные главные напряжения,  $\alpha$  — коэффициент пороупругости,  $P^{\text{лок}}$  — локальное пластовое давление,  $0, S_1^{\text{рег}}, S_2^{\text{рег}}, S_3^{\text{рег}}$  — региональные главные напряжения,  $P^{\text{рег}}$  — региональное пластовое давление.

Для получения компонентов тензора напряжений решается задача о нахождении 3D напряженного состояния в однородной среде в присутствии

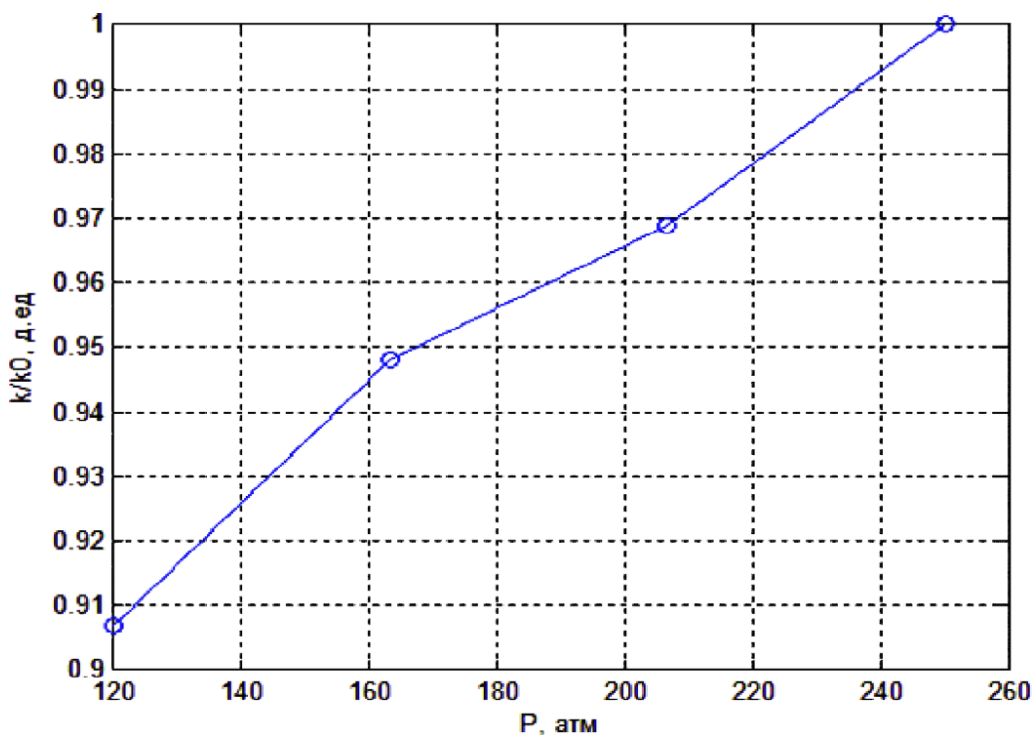


Рис. 2. График зависимости множителя на проницаемость от пластового давления для ключевого слова ROCKTAB

Fig. 2. Graph of the dependence of permeability multiplier on reservoir pressure for the keyword ROCKTAB

закрепленных или незакрепленных трещин гидроразрыва пласта. Для этого нужно решить уравнение равновесия (см., например, [Ландау, Лифшиц, 1987]):

$$\Delta U + \frac{1}{1-2\nu} \nabla \operatorname{div} U + \frac{1}{\mu} \mathbf{f} = 0$$

с объемной силой типа фильтрационного потенциала:  $\mathbf{f} = -\alpha \nabla P(r)$ , где  $U$  — смещение,  $\nu$  — коэффициент Пуассона,  $\mu$  — модуль сдвига,  $\alpha$  — коэффициент пороупругости,  $P$  — пластовое давление.

В отсутствии трещин гидроразрыва пласт находится под действием трехосного регионального напряженного состояния. В главных осях тензор регионального напряжения имеет вид:

$$\sigma_{ij}|_{r \rightarrow \infty} = - \begin{pmatrix} S_1 & 0 & 0 \\ 0 & S_2 & 0 \\ 0 & 0 & S_3 \end{pmatrix},$$

где  $S_1^{\text{рег}}, S_2^{\text{рег}}$  — горизонтальные сжимающие силы,  $S_3^{\text{рег}}$  — вертикальная сжимающая сила (горное давление).

Пусть для определенности ось 2 является осью действия максимального горизонтального напряжения, тогда угол между осью 2 и осью  $y$  назовем направлением действия регионального напряжения и обозначим символом  $\beta$ . Граничные условия для трещин, находящиеся в пласте, имеют вид:

1. Закрепленные трещины (заданной формы):

$$\begin{aligned} u_n^+ - u_n^- &= w_n(s), \\ u_\tau^+ - u_\tau^- &= w_\tau(s), \\ u_\omega^+ - u_\omega^- &= w_\omega(s). \end{aligned}$$

2. Незакрепленные трещины (с заданным давлением):

$$\begin{aligned} \sigma_{nn} &= -P_f(S), \\ \sigma_{tn} &= \sigma_{on} = 0. \end{aligned}$$

Здесь  $w_n(s)$ ,  $w_\tau(s)$ ,  $w_\omega(s)$  — функции формы (разрывы смещения) берегов трещины,  $P_f$  — давление в трещине,  $s$  — параметр размерности длины, задающий проекцию трещины на плоскость  $x$ .

Решение поставленной задачи выполнено методом граничных элементов [Крауч, Старфилд, 1987]. Кроме того, реализовано моделирование зависимости проницаемости породы от ее полного напряженно-деформированного состояния. Расчет прони-

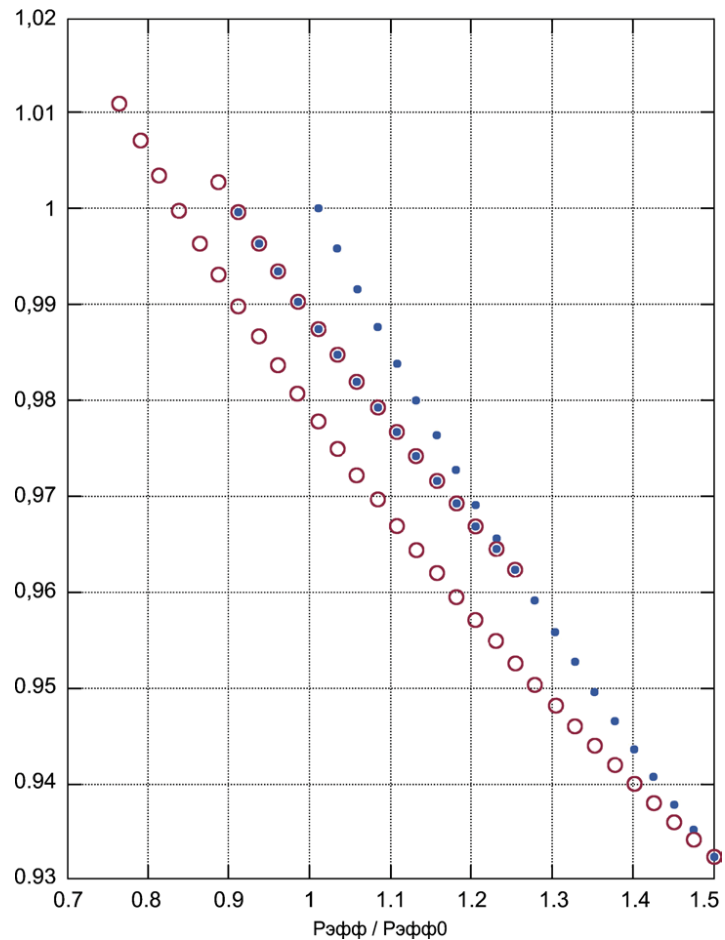


Рис. 3. График зависимости множителя на проницаемость от давления для ключевого слова ROCKMULT

Fig. 3. Graph of the dependence of permeability multiplier on effective pressure for the keyword ROCKMULT

цаемости по реализованной модели внедрен в непромышленную версию корпоративного программного комплекса «РН-КИМ». С ее помощью построена карта изменения проницаемости для реальной модели сектора одного из месторождений.

Полученная карта показывает изменение проницаемости в %. Положительные значения соответствуют увеличению проницаемости, отрицательные — ее уменьшению (рис. 4).

Проведено сравнение результатов моделирования с картами, полученными в ROCKTAB (рис. 5).

Сравнение карт показало, что результаты моделирования выявили зоны ухудшения проницаемости породы вокруг нагнетательных скважин, которые не выявляет ROCKTAB, т.к. модель ROCKTAB не учитывает влияние на проницаемость тензора напряжений. Обнаруженное ухудше-

ние проницаемости вокруг нагнетательных скважин объясняется тем, что закачка жидкости в пласт создает дополнительную механическую нагрузку на матрицу породы, следовательно порода уплотняется и проницаемость снижается.

Кроме того, обнаружено, что модель ROCKTAV показывает завышенные значения изменения проницаемости при изменении пластового давления.

### Выводы

Результаты проведенных лабораторных исследований зависимости фильтрационно-емкостных свойств керна от приложенных к нему напряжений подтвердили наличие эффекта необратимого снижения проницаемости породы при снижении пластового давления.

На основе экспериментально полученных корреляций разработана математическая модель зависимости проницаемости от напряженно-деформированного состояния и реализована в виде программного модуля. Установлено, что учет влияния изменения тензора напряжений при расчете проницаемости позволяет выявить дополнительные зоны ухудшения проницаемости вокруг нагнетательных скважин.

Таким образом, показано, что реализация проекта позволит исследовать изменение проницаемости породы при изменении ее напряженно-деформированного состояния для различных комбинаций режимов эксплуатации скважин и определять стратегию и наиболее эффективные технологии промышленной эксплуатации низкопроницаемых коллекторов.

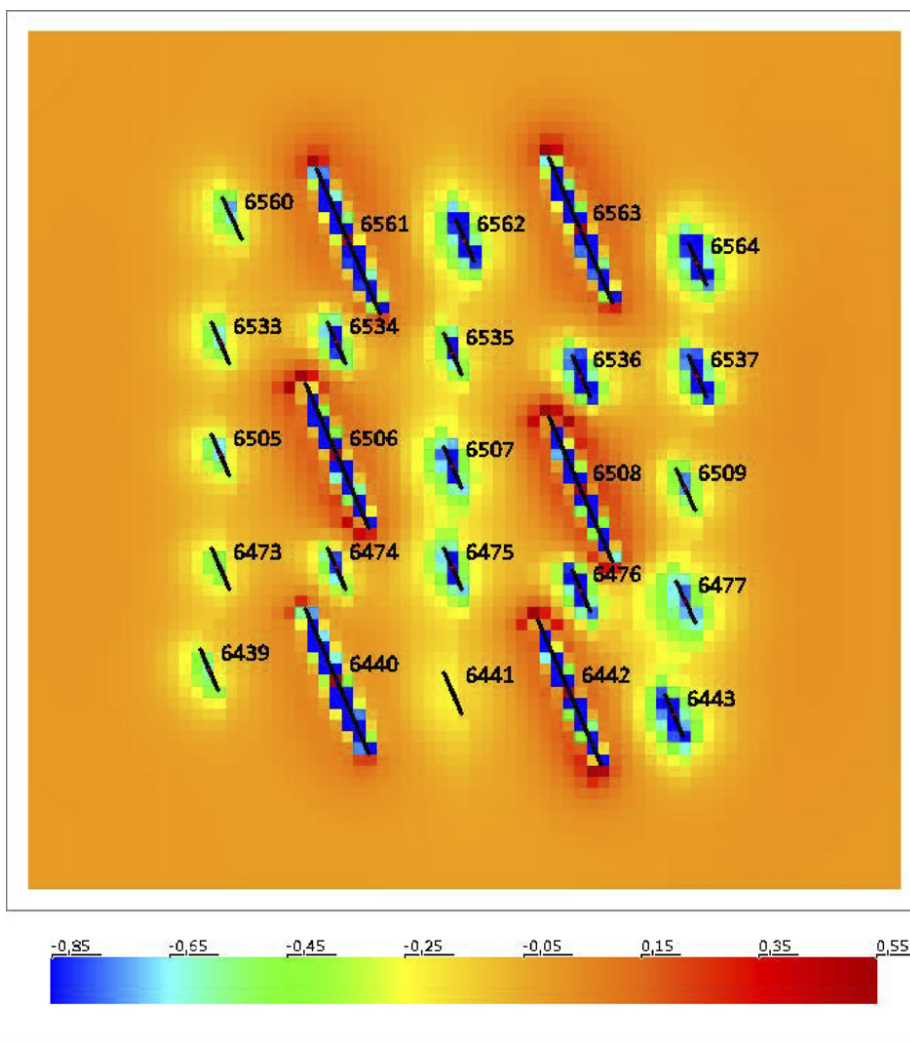


Рис. 4. Карта изменения проницаемости, полученная в разработанном программном модуле

Fig. 4. Permeability change map obtained by the developed software module

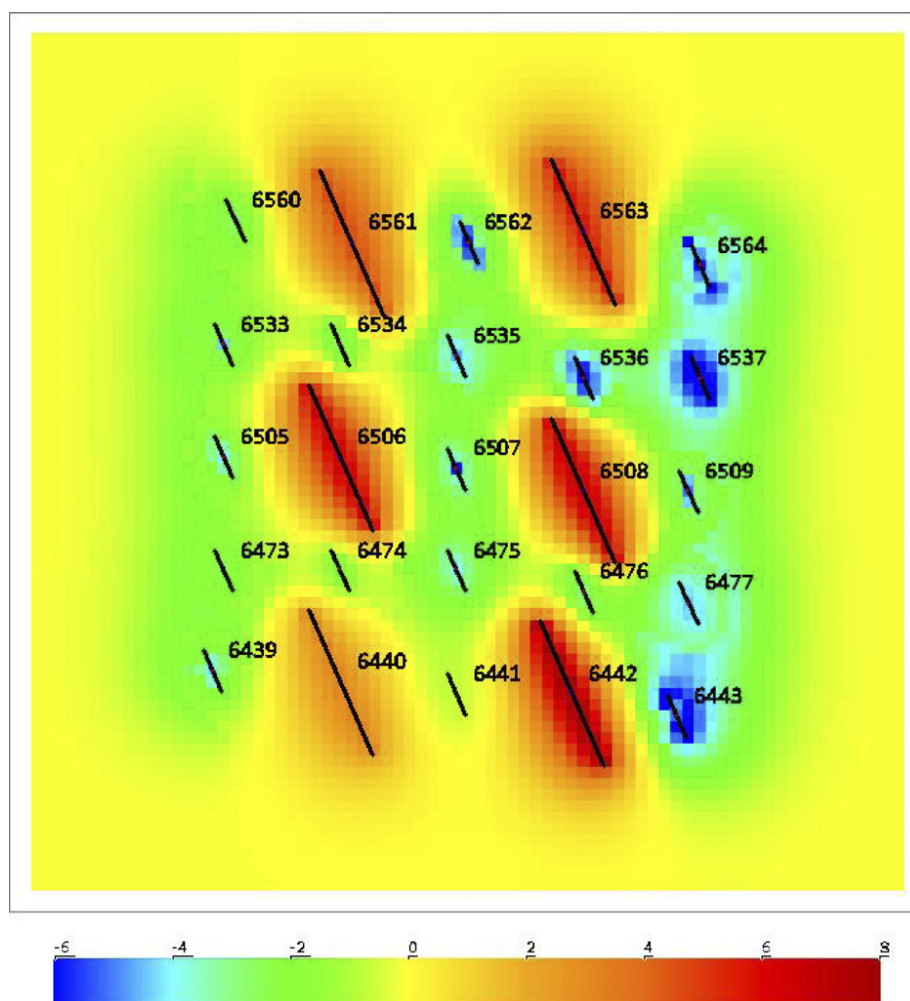


Рис. 5. Карта изменения проницаемости, полученная в ROCKTAB

Fig. 5. Permeability change map obtained by the ROCKTAB model

### Список литературы:

Жуков В.С. Оценка изменений физических свойств коллекторов, вызванных разработкой месторождений нефти и газа // Семинар № 2 ООО «ВНИИГАЗ». – 2010. – С. 341–349.

Карев В.И., Коваленко Ю.Ф., Химуля В.В. Влияние деформационных процессов на проницаемость горных пород и устойчивость нефтяной скважины // Ученые записки физического факультета Московского университета. – 2017. – № 4. – С. 1740501-1–1740501-7.

Карманский А.Т. Коллекторские свойства горных пород при изменении вида напряженного состояния // Записки Горного института. – 2009. – Т. 183. – С. 289–292.

Кашников О.Ю., Кузнецова О.Ю., Мордвинов В.А. Влияние деформаций терригенного коллектора на фильтрационно-емкостные свойства пласта и продуктивность скважин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2008. – № 8. – С. 70–72.

Кашников Ю.А., Ашихмин С.Г., Обшаров П.А. Экспериментальные исследования влияния длительного действия

высоких эффективных напряжений на фильтрационно-емкостные характеристики монолитных образцов и образцов с трещинами // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2008. – № 8. – С. 51–54.

Крауч С.Л., Старфилд А.М. Методы граничных элементов в механике твердого тела. – М.: Мир, 1987. – 328 с.

Ландау Л.Д., Лифшиц Е.М. Теоретическая физика. Теория упругости. 4-е изд., испр. – М.: Наука. Гл. ред. физ.-мат. лит., 1987. – 248 с.

Попов В.В. О влиянии эффективного давления на фильтрационно-емкостные свойства карбонатных пород // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Севера-Востока России: Сб. матер. 4-й науч.-практ. конф. – Якутск, 2014. – С. 290–292.

Родионов С.П., Боталов А.Ю., Легостаев Д.Ю. Моделирование процесса двухфазной фильтрации с учетом воздействия периодической нагрузки // Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2016. – Т. 2, № 2. – С. 73–83.

*Jones F.O., Owens W.W.* A Laboratory Study of Low Permeability Gas Sands // Journal of Petroleum Technology. Society of Petroleum Engineers. – 1980. – V. 32, Is. 09. – P. 31–40.

### References:

*Crouch S.L., Starfield A.M.* Metody granichnykh elementov v mekhanike tverdogo tela [Boundary element methods in solid mechanics]. M.: Mir, 1987. – 328 p. (In Russian).

*Jones F.O., Owens W.W.* A Laboratory Study of Low Permeability Gas Sands // Journal of Petroleum Technology. Society of Petroleum Engineers. 1980. V. 32, Is. 09. P. 31–40.

*Karev V.I., Kovalenko Yu.F., Khimulya V.V.* Vliyanie deformatsionnykh protsessov na pronitsaemost' gornyykh porod i ustoichivost' neftyanoi skvazhiny [Effect of deformation processes on rocks permeability and oil well stability] // Uchenye zapiski fizicheskogo fakulteta Moskovskogo universiteta. 2017. No. 4. P. 1740501-1–1740501-7 (In Russian).

*Karmanskii A.T.* Kollektorskie svoystva gornyykh porod pri izmenenii vida napryazhennogo sostoyaniya [Reservoir properties of rocks for changing the type of stress state] // Zapiski Gornogo instituta [Notes of the Mining Institute]. 2009. V. 183. P. 289–292 (In Russian).

*Kashnikov O.Yu., Kuznetsova O.Yu., Mordvinov V.A.* Vliyanie deformatsii terrigenogo kolektora na filtratsionno-emkostnye svoystva plasta i produktivnost' skvazhin [The effect of terrigenous reservoir deformations on filtration-capacitive properties of reservoir and well productivity] // Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii [Geology, geophysics and development of oil and gas fields]. 2008. № 8. P. 70–72 (In Russian).

*Kashnikov Yu.A., Ashikhmin S.G., Obsharov P.A.* Eksperimental'nye issledovaniya vliyaniya dlitel'nogo deystviya vysokikh effektivnykh napryazhenii na fil'tratsionno-emkostnye kharakteristiki monolithykh obratstov i obratstov s treshchinami [Experimental studies of the effect of long-acting high effective stresses on the filtration-capacitive characteristics of monolithic samples and samples with fractures] // Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii [Geology, geophysics and development of oil and gas fields]. 2008. No. 8. P. 51–54 (In Russian).

*Landau L.D., Lifshits E.M.* Teoreticheskaya fizika. Teoriya uprugosti [Theoretical physics. Elasticity theory]. M.: Nauka, 1987. 248 p. (In Russian).

*Popov V.V.* O vliyaniy effektivnogo davleniya na filtratsionno-emkostnye svoystva karbonatnykh porod [About the influence of effective pressure on the filtration-capacitive properties of carbonate rocks] // Sb. mater. 4-й nauch.-prakt. konfer. «Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Severo-Vostoka Rossii» [Collection of materials of the 4-th scientific-practical conference “Geology and mineral resources of the North-East of Russia”]. Yakutsk, 2014. P. 290–292 (In Russian).

*Rodionov S.P., Botalov A.Yu., Legostaev D.Yu.* Modelirovanie protsessa dvukhfaznoi filtratsii s uchedom vozdeystviya periodicheskoi nagruzki [Simulation of a two-phase filtration process taking into account the effect of a periodic load] // Fiziko-matematicheskoe modelirovanie. Neft, gas, energetika [Physical and mathematical modeling. Oil, gas, energy]. 2016. V. 2, No. 2. P. 73–83 (In Russian).

*Zhukov V.S.* Otsenka izmenenii fizicheskikh svoystv kolektorov, vyzvannykh razrabotkoi mestorozhdenii nefi i gaza [Estimate of changes in the physical properties of reservoirs caused by the development of oil and gas fields] // Seminar No. 2 OOO «VNIIGAZ». 2010. P. 341–349 (In Russian).

### Сведения об авторах:

**Хашпер Анна Леонидовна**, ООО «РН-БашНИПИнефть», г. Уфа. E-mail: KhashperAL@ufanipi.ru

**Аmineв Тимур Радикович**, ООО «РН-БашНИПИнефть», г. Уфа. E-mail: AminevTR@ufanipi.ru

**Федоров Александр Игоревич**, кандидат физ.-мат. наук, ООО «РН-БашНИПИнефть», г. Уфа. E-mail: FedorovAI@ufanipi.ru

**Жонин Александр Владимирович**, ООО «РН-БашНИПИнефть», г. Уфа. E-mail: ZhoninAV@ufanipi.ru

### About the authors:

**Khashper Anna Leonidovna**, LLC «RN-BashNIPIneft», Ufa. E-mail: KhashperAL@ufanipi.ru

**Aminev Timur Radikovich**, LLC «RN-BashNIPIneft», Ufa. E-mail: AminevTR@ufanipi.ru

**Fedorov Aleksandr Igorevich**, Candidate of Physical and Mathematical Sciences, LLC «RN-BashNIPIneft», Ufa. E-mail: FedorovAI@ufanipi.ru

**Zhonin Aleksandr Vladimirovich**, LLC «RN-BashNIPIneft», Ufa. E-mail: ZhoninAV@ufanipi.ru