

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2020.3.85-98>

УДК 622.276.031.011.433

Изменение проницаемости карбонатного коллектора при циклическом геомеханическом воздействии

^{1,2}Индрупский И.М., ¹Ибрагимов И.И., ¹Закирянов Р.А., ³Гирфанов И.И.

¹Альметьевский государственный нефтяной институт, Альметьевск, Россия

²Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

³Институт «ТатНИПИнефть», Бугульма, Россия

Permeability alteration of carbonate reservoir rock under cyclic geomechanical treatment

^{1,2}I.M. Indrupskiy, ¹I.I. Ibragimov, ¹R.A. Zakiryanov, ³I.I. Girfanov

¹Almetyevsk State Oil Institute, Almetyevsk, Russia

²Oil and Gas Research Institute of RAS, Moscow, Russia

³TatNIPIneft Institute, Bugulma, Russia

E-mail: ildaribragimov5@gmail.com

Аннотация. В статье представлен обобщающий анализ результатов лабораторных исследований карбонатных пород-коллекторов башкирского и турнейского ярусов по оценке изменения проницаемости породы в условиях переменного порового давления и постоянных вертикального и бокового сжимающих напряжений. Полученные зависимости сопоставлены с геомеханическими и начальными фильтрационно-емкостными характеристиками образцов. Выявлены характерные особенности проявления гистерезисных эффектов изменения проницаемости при циклических изменениях порового давления с учетом различного насыщения и показано, что циклическое геомеханическое воздействие может способствовать существенному улучшению фильтрационных характеристик карбонатного коллектора. Публикуемые результаты получены в рамках научно-исследовательской работы на тему «Обоснование механизма геомеханического воздействия на карбонатные пласты (башкирский и турнейский ярус)», выполненной АГНИ для ПАО «Татнефть» в 2019 г., и исследований в рамках государственного задания ИПНГ РАН по теме АААА-А19-119022090096-5 «Обоснование инновационных экологически чистых технологий разработки месторождений УВ в сложных горно-геологических условиях на основе 3D-компьютерного моделирования, лабо-

раторных экспериментов и опытно-промысловых исследований».

Ключевые слова: карбонатный коллектор, циклическое геомеханическое воздействие, изменение проницаемости, гистерезис, лабораторные исследования, естественная и техногенная трещиноватость горных пород, пористая среда, проницаемость трещин

Для цитирования: Индрупский И.М., Ибрагимов И.И., Закирянов Р.А., Гирфанов И.И. Изменение проницаемости карбонатного коллектора при циклическом геомеханическом воздействии//Нефтяная провинция.-2020.-№3(23).-С.85-98. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2020.3.85-98>

Abstract. The paper presents integral analysis of experimental data from laboratory studies on carbonate reservoir rocks of the Bashkir and Turney formations aimed at the measurement of rock permeability alteration under changing pore pressure and constant outer stresses. The dependencies obtained have been related to geomechanical treatment and initial reservoir properties of rock samples. Characteristic hysteretic effects of permeability alteration under cyclic changes of pore pressure on samples with different saturation have been revealed, and it was shown that cyclic geomechanical treatment can promote significant improvements of the flow characteristics of a carbonate reservoir. The published results were obtained in the research study on the topic “Justification of the mechanism of geomechanical treatment in carbonate reservoirs (Bashkir and Turney formations)” carried out by the Almetevsk State Oil Institute for PJSC Tatneft in 2019, and in the State Research Contract study of OGRI RAS on the topic AAAA-A19-119022090096-5.

Key words: carbonate reservoir, cyclic geomechanical treatment, permeability alteration, hysteresis, laboratory studies, natural and induced fractures, porous media, fracture permeability

For citation: I.M. Indrupskiy, I.I. Ibragimov, R.A. Zakiryanov, I.I. Girfanov Izmenenie pronicaemosti karbonatnogo kollektora pri ciklicheskom geomehanicheskom vozddejstvii [Permeability alteration of carbonate reservoir rock under cyclic geomechanical treatment]. Neftyanaya Provintsiya, No. 3(23), 2020. pp.85-98. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2020.3.85-98> (in Russian)

Ввиду истощения залежей углеводородов в терригенных коллекторах, актуальность совершенствования разработки карбонатных коллекторов с каждым годом увеличивается. К карбонатным пластам приурочены большие запасы углеводородов, при этом эффективность их извлечения ниже, чем для терригенных объектов. Поэтому научно-практический интерес к проблемам добычи нефти из карбонатных залежей только возрастает.

Известно, что карбонатные породы отличается хрупкостью, и в их структуре, наряду с первичной пустотностью, как правило имеется система

естественных трещин разного масштаба [1]. Для исследования формирования трещиноватости в процессе разработки применяются методы и модели геомеханики [2-4]. В данной работе исследуется вопрос создания или развития системы трещин вследствие снижения порового давления и увеличения эффективного напряжения в скелете породы. Исследуются образцы керна карбонатного коллектора и изменение их проницаемости в результате варьирования порового давления. Исследования направлены на разработку технологии воздействия на призабойную зону пласта в карбонатных породах для увеличения продуктивности скважин [5-8]. В данной статье представлены результаты научно-исследовательской работы «Обоснование механизма геомеханического воздействия на карбонатные пласты (башкирский и турнейский ярус)» выполненной АГНИ для ПАО «Татнефть», в рамках которой комплекс исследований проводился для 12 образцов керна.

Целью данной работы является формирование критериев выбора скважин для геомеханического воздействия, т.е. выявление факторов от которых зависит эффективность предлагаемого воздействия. Для этого необходимо в лабораторных условиях симитировать геомеханическое воздействие на призабойную зону. С этой целью на установке ПИК-УИДК/П лаборатории ГРП ТатНИПИнефть были проведены эксперименты циклического изменения порового давления для изучения изменения структуры и фильтрационных характеристик коллекторов башкирского и турнейского яруса.

В данной работе представлен анализ влияния параметров образцов керна на изменения проницаемости по жидкости после геомеханического воздействия. Циклическое изменение порового давления при проведении данных экспериментов состоит в ступенчатом снижении – повышении – снижении порового давления.

В работе приводятся результаты проведенных 12 лабораторных экспериментов, в том числе 6 образцов по башкирскому, а 6 – по турнейскому ярусу Шегурчинского и Ново-Елховского месторождений.

Параметры образцов по башкирскому ярусу Шегурчинского месторождения представлены в табл. 1.

Таблица 1

Данные по образцам керна башкирского яруса Шегурчинского месторождения

№ образца	Литология	Пористость, %	Флюид насыщения
26*	известняк	12,03	вода
32*	известняк	14,11	вода
33	известняк	15,6	вода
34*	известняк	13,76	керосин
35	известняк	12,93	керосин
36	известняк	14,21	керосин

* по техническим причинам последний цикл снижения давления отсутствует

Зависимости изменения проницаемости образцов по насыщающей жидкости от порового давления, выявленные по экспериментам для башкирского яруса представлены на рис. 1-6.

По рисункам 1-6 можно сказать:

- на характер зависимости существенно влияет насыщение образцов.

В образцах 32 и 33, насыщенных водой, снижение проницаемости произошло кратно и необратимо, т.е. при последующем повышении давления проницаемость не восстанавливается. В образце 26, также насыщенном водой, проницаемость практически не менялась при снижении и повышении давления, и увеличилась только после повышения давления до разрывного разрушения в образце.

В образце 34, насыщенном керосином, проницаемость в цикле снижения-повышения давления менялась немонотонно. Но при восстановлении давления до начального значения отмечается прирост проницаемости около 20 % по сравнению с исходным значением. В образцах 35-36, насыщенных керосином, также отмечаются немонотонные изменения проницаемости при снижении и обратном повышении давления. Тем не менее, в целом по результатам эксперимента наблюдается увеличение проницаемости около 20 % при восстановлении и/или обратном снижении давления до начальных значений.

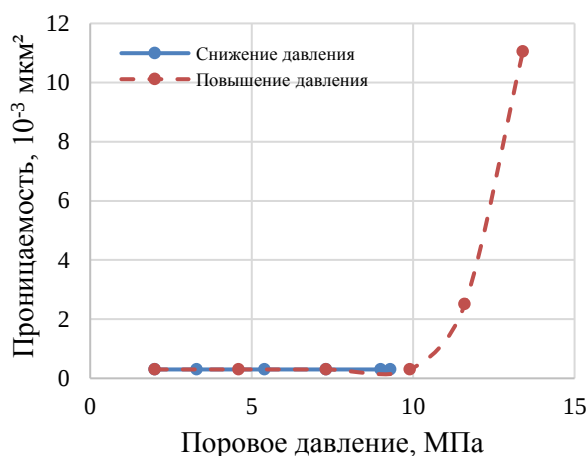


Рис. 1. Зависимость коэффициента проницаемости от изменения порового давления для образца 26

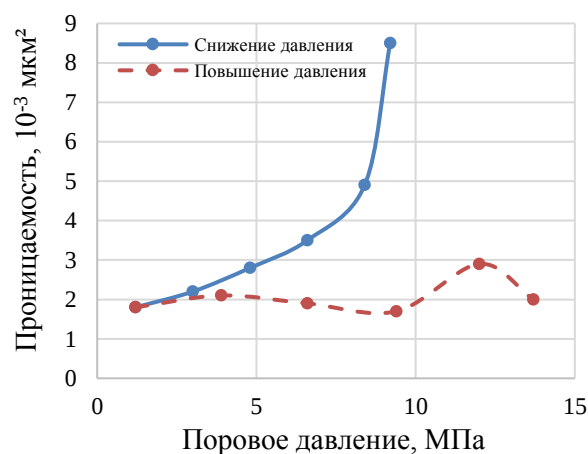


Рис. 2. Зависимость коэффициента проницаемости от изменения порового давления для образца 32

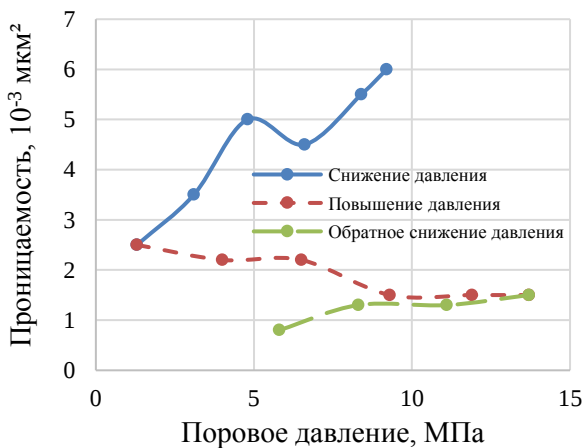


Рис. 3. Зависимость коэффициента проницаемости от изменения порового давления для образца 33

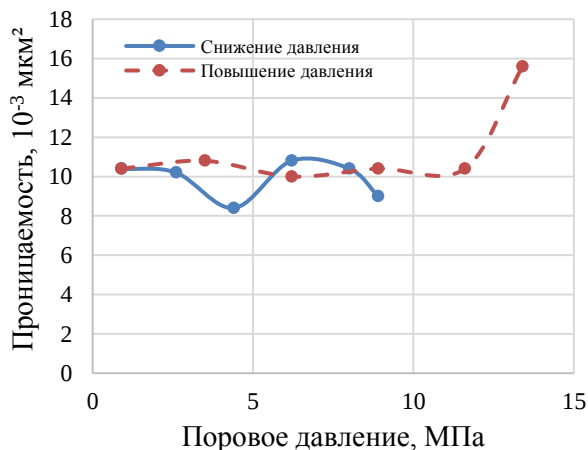


Рис. 4. Зависимость коэффициента проницаемости от изменения порового давления для образца 34

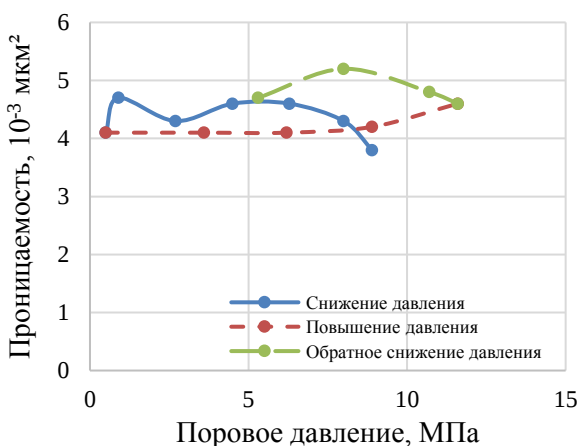


Рис. 5. Зависимость коэффициента проницаемости от изменения порового давления для образца 35

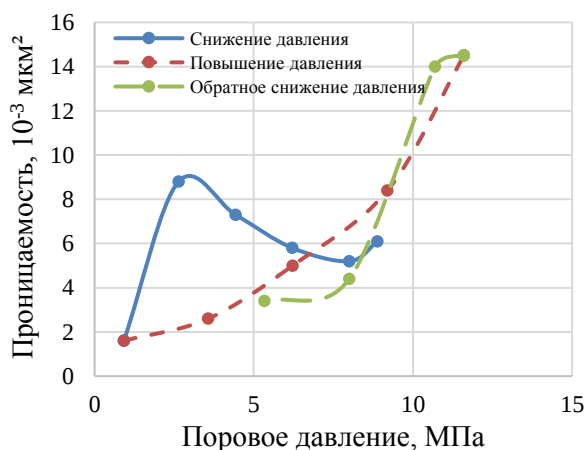


Рис. 6. Зависимость коэффициента проницаемости от изменения порового давления для образца 36

При этом у всех образцов, насыщенных керосином, в том или ином диапазоне снижения давления наблюдался рост проницаемости, тогда как у водонасыщенных – только интенсивное снижение (образцы 33 и 32) или сохранение начального значения.

- На характер зависимости также существенно влияют внутренняя структура (пористость, наличие микротрещин) и связанные с ней механические характеристики образцов.

Образцы 33 и 32 имеют наименьшие начальные значения динамического модуля Юнга (20,73 ГПа и 23,03 ГПа). Это может указывать на то, что в них уже изначально есть микротрещины, или на отмеченное ранее сильное изменение механических свойств (снижение прочности, пластичность) под воздействием воды (water-induced compaction [9]). При этом начальные значения пористости (14,11 % и 15,60 %) и проницаемости ($6 \cdot 10^{-3}$ мкм² и $8,5 \cdot 10^{-3}$ мкм²) этих образцов также одни из наибольших. Указанные факторы могут объяснить интенсивное снижение проницаемости при снижении порового давления.

Напротив, у образцов 26 и 35, которые имеют наибольшие начальные значения динамического модуля Юнга (51,63 и 44,14 ГПа), и наименьшие – пористости (12,03 % и 12,9 %) и проницаемости ($0,3 \cdot 10^{-3}$ мкм² и $3,8 \cdot 10^{-3}$ мкм²), при разном насыщающем флюиде, проницаемость слабо изменялась при снижении порового давления.

Среди насыщенных керосином образцов наибольшие амплитуды изменения проницаемости отмечаются у образцов 34 и 36, у которых начальные значения динамического модуля Юнга – 25,47 ГПа и 32,47 ГПа, пористости – 13,76% и 14,21% соответственно.

Ниже рассмотрен анализ зависимости изменения проницаемости от циклического изменения порового давления для турнейского яруса, параметры образцов которого представлены в табл. 2.

Таблица 2

Данные образцов керна турнейского яруса Ново-Елховского месторождения

№ образца	Литология	Пористость, %	Флюид насыщения
1*	известняк	15,14	керосин
2	известняк	14,19	вода
3	известняк	13,97	вода
4	известняк	12,00	керосин
5	известняк	13,97	вода
6*	известняк	16,35	керосин

* по техническим причинам эксперимент выполнен с отклонением от программы

Зависимости изменения проницаемости образцов по насыщающей жидкости от порового давления выявленные по экспериментам представлены на рис. 7-12.

- Как и ранее для образцов башкирского яруса, для турнейских образцов отмечается влияние насыщения на характер изменения проницаемости.

Образцы 2 и 3, насыщенные водой, демонстрируют схожие тенденции. Наблюдается уменьшение проницаемости при первичном снижении давления. При вторичном повышении давления проницаемость существенно не возрастает, а сохраняется примерно на одном уровне или продолжает снижаться. Отмечается относительно резкий рост проницаемости в диапазоне давлений 12-14 МПа, предположительно связанный с начальной стадией разрывного разрушения. При последующем вторичном снижении давления проницаемость возрастает на 20-50 %.

В образце 5, также насыщенном водой, наблюдаются похожие тенденции с образцами 2-3, начиная со 2-го этапа первичного снижения давления и при последующем повышении давления. Однако признаки разрывного разрушения не фиксируются, что объясняет отсутствие роста и незначительное снижение проницаемости при вторичном снижении давления. Механизм резкого роста проницаемости на этапе 2 не очевиден.

Однако в целом по образцам 2, 3 и 5 можно отметить меньшее влияние воздействия воды на изменение фильтрационных характеристик образцов турнейского яруса по сравнению с башкирским ярусом.

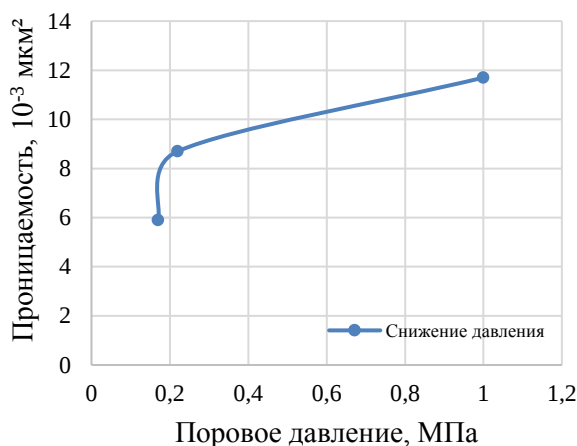


Рис. 7. Зависимость коэффициента проницаемости от изменения порового давления для образца 1

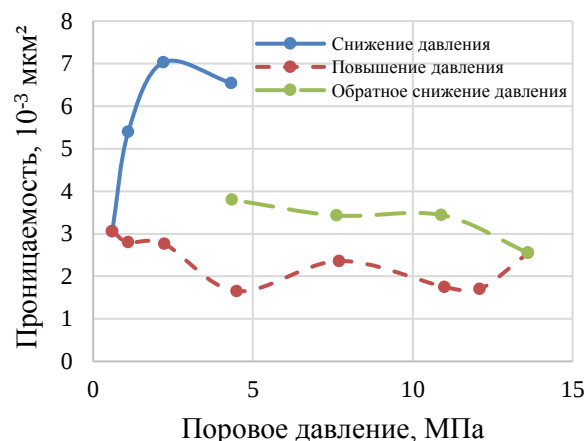


Рис. 8. Зависимость коэффициента проницаемости от изменения порового давления для образца 2

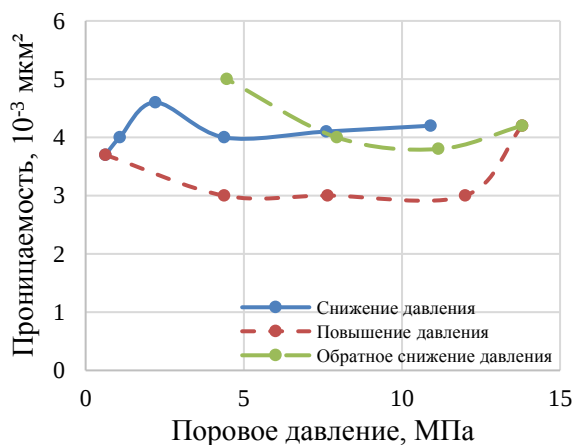


Рис. 9. Зависимость коэффициента проницаемости от изменения порового давления для образца 3

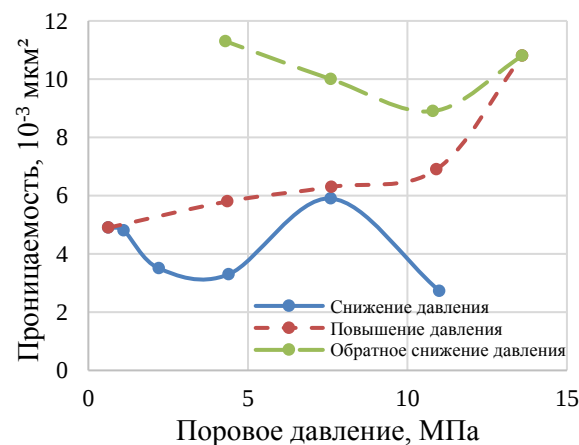


Рис. 10. Зависимость коэффициента проницаемости от изменения порового давления для образца 4

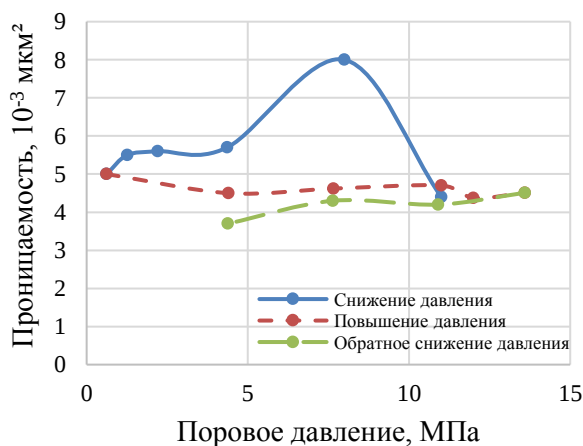


Рис. 11. Зависимость коэффициента проницаемости от изменения порового давления для образца 5

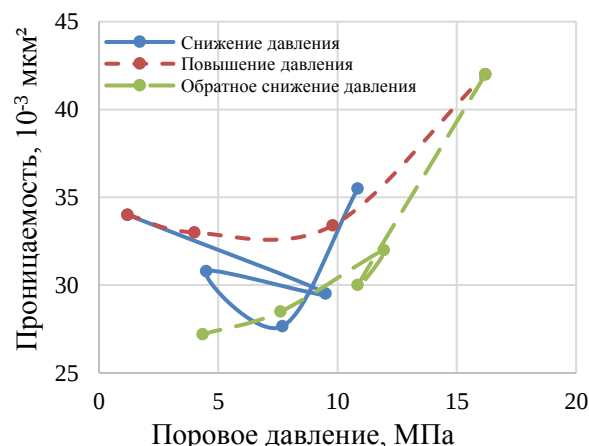


Рис. 12. Зависимость коэффициента проницаемости от изменения порового давления для образца 6

- По насыщенным керосином образцам ситуация следующая.

Результаты по образцу 1 не являются в полной мере информативными из-за его разрушения уже на третьем этапе снижения порового давления. Однако можно зафиксировать факт разрушения под действием сжимающих напряжений, что является ключевым механизмом циклического геомеханического воздействия.

По образцу 6 также не удалось полноценно выполнить программу эксперимента из-за технических проблем. Однако вслед за начальным снижением проницаемости, на этапах 3-4 фиксируется её рост под действием сжимающих напряжений, что соответствует ожидаемому эффекту от геомеханического воздействия. К сожалению, изменение давления на последующих этапах не соответствовало программе эксперимента, поэтому оценить количественно итоговый эффект не представляется возможным.

Наиболее интересны результаты по образцу 4, также насыщенному керосином и исследованному в условиях корректной осевой нагрузки, соответствующей вертикальному горному давлению для турнейского яруса. Для данного образца наблюдается выраженная тенденция существенного и практически равномерного повышения проницаемости, начиная с 3-го этапа эксперимента, что можно объяснить образованием микротрещин за счет сдвигового разрушения (разрушения сжатия). А также с последующим раскрытием микротрещин под действием растущего порового давления. При поровом давлении около 14 МПа можно отметить более резкий рост проницаемости, что предположительно связано с дополнительным разрывным разрушением. При последующем снижении давления до 11 МПа проницаемость несколько снизилась, вероятно, за счет сжатия разрывных трещин, но сохранилась на уровне выше, чем при том же давлении на стадии его повышения. При дальнейшем снижении давления проницаемость

только повышалось, что можно связать со вторичным развитием микротрещин при сжатии.

Таким образом, для насыщенных керосином образцов отмечается проявление разрушения внутренней структуры за счет сжимающих напряжений, что может приводить к последующему развитию микротрещиноватости и росту проницаемости.

- В целом для образца 4 достигнуто повышение проницаемости по сравнению с начальным значением в $\sim 3,5$ раза, что отражает эффективность циклического геомеханического воздействия в условиях фактического напряженного состояния турнейского яруса.
- Отмечается различный характер поведения проницаемости при повторном снижении порового давления. В образцах 2, 3 и 4, в которых отмечены признаки начала разрывного разрушения (ГРП), на втором цикле снижения давления наблюдается стабилизация и повышение проницаемости. В образце 5, без признаков ГРП, на втором цикле снижения порового давления наблюдается снижение проницаемости.
- Как и для образцов башкирского яруса, можно отметить тенденцию взаимосвязи характера изменения фильтрационных характеристик образцов с начальными значениями упругих модулей.

Минимальные значения начального динамического модуля Юнга – 29,32 МПа для образца 6 и 33,94 ГПа для образца 1, максимальное значение – 42,78 ГПа для образца 4. Среди образцов с полным проведением эксперимента наименьшими значениями обладают образцы породы 5 (34,93 ГПа) и 2 (35,88 ГПа). Можно предположить, что в этих породах изначально содержатся микротрещины или другие нарушения внутренней структуры. Это подтверждается более интенсивным, чем для других образцов, уменьшением проницаемости при снижении давления, особенно в образце 2. Также исходное наличие микротрещин, при пониженном значе-

нии модуля Юнга, может объяснять полное разрушение образца 1 и частичное – образца 6 на раннем этапе эксперимента.

Наибольшими значениями начального модуля Юнга обладают образцы 3 (40,88 ГПа) и 4 (42,78 ГПа). При снижении порового давления в них не отмечается существенного снижения проницаемости. При этом в образце 4 эффективно работает механизм создания микротрещин в процессе эксперимента за счет циклического геомеханического воздействия.

Таким образом по проведенным исследованиям можно сделать следующие выводы:

- изменение проницаемости карбонатных коллекторов башкирского и турнейского ярусов при изменении порового (пластового) давления может быть существенным и зависит как от насыщения, так и от начальных ФЕС и упругих характеристик образцов (т.е. от внутренней структуры).
- Насыщение водой приводит к более интенсивному снижению проницаемости, чем насыщение керосином. Это может быть связано с эффектами, известными в зарубежной литературе как "water induced compaction" (деформация под воздействием воды). Кроме того, из-за использования пресной воды в эксперименте нельзя исключать не геомеханические причины снижения проницаемости, обусловленные взаимодействием фильтруемой воды с карбонатной породой. По обоим факторам целесообразны дополнительные исследования. Для башкирского яруса эффект влияния воды более существенный, чем для турнейского.
- Для насыщенных керосином образцов получен положительный эффект от циклического геомеханического воздействия. Для башкирского яруса прирост проницаемости составил около 20 %. Для образца турнейского яруса, исследованного в правильных условиях нагружения, зафиксирован прирост проницаемости в 3,5 раза. Для нескольких об-

разцов, по которым эксперимент выполнен не полностью из-за их разрушения, также зафиксированы признаки формирования микротрещиноватости при снижении порового давления, что соответствует механизму геомеханического воздействия.

Результаты показывают, что за счет снижения порового давления и геомеханических эффектов возможно создание новых трещин и увеличение проницаемости в карбонатных коллекторах. Данный эффект может быть использован в качестве технологии воздействия на призабойную зону пласта, для чего требуется проведение опытно-промышленных работ и дополнительное изучение выявленных эффектов.

Список литературы

1. Голф-Рахт Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов. – М.: Недра, 1986. –608 с.
2. Fjær E., Holt R.M., Horsrud P., Raaen A.M., Risnes R. Petroleum related rock mechanics. – 2nd ed. – Elsevier, 2008. 492 p.
3. Zoback M.D. Reservoir geomechanics. – Cambridge University Press, 2007. 505 p.
4. Eaton B.A. Fracture gradient prediction and its application in oilfield operations // Journal of Petroleum Technology, 1969, Vol. 246, P. 1353–1360.
5. Закиров С.Н., Разработка газовых, газоконденсатных и нефте-газоконденсатных месторождений. – М.: Струна, 1998. – 628 с.
6. Закиров С.Н., Дроздов А.Н., Алексеев Б.Г., Колобанов А.В. Природные проявления геомеханических процессов // Недропользование-XXI век. - 3/2018. - С.72-77.
7. Карев В.И. Влияние напряженно-деформированного состояния горных пород на фильтрационный процесс и дебит скважин // Автореферат диссертации на соискание степени доктора технических наук. – М.: ИПМех РАН, 2010.
8. Коваленко Ю.Ф. Геомеханика нефтяных и газовых скважин // Автореферат диссертации на соискание степени доктора физико-математических наук. – М.: ИПМех РАН, 2012.
9. Sylte J.E., Thomas L.K., Rhett D.W., Bruning D.D., and Nagel N.B. Water Induced Compaction in the Ekofisk Field // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 3-6 October, 1999, Houston, Texas, USA. SPE Paper 56426-MS

References

1. T.D. Golf-Rakht Osnovy neftepromyslovoj geologii i razrabotki treshchinovatykh kollektorov [Fundamentals of oil-field geology and fractured reservoir production]. Moscow, Nedra Publ., 1986, 608 p (in Russian)

2. Fjær E., Holt R.M., Horsrud P., Raaen A.M., Risnes R. Petroleum related rock mechanics. – 2nd ed. – Elsevier, 2008. 492 p.
3. Zoback M.D. Reservoir geomechanics. – Cambridge University Press, 2007. 505 p.
4. Eaton B.A. Fracture gradient prediction and its application in oilfield operations // Journal of Petroleum Technology, 1969, Vol. 246, P. 1353–1360.
5. S.N. Zakirov Razrabotka gazovyh, gazokondensatnyh i nefte-gazokondensatnyh mestorozhdenij [Development of gas, gas condensate, and oil/gas condensate fields]. Moscow, Struna Publ., 1998, 628 p (in Russian)
6. S.N. Zakirov, A.N. Drozdov, B.G. Alekseev, A.V. Kolobanov *Prirodnye proyavleniya geomekhanicheskikh processov* [Natural displays of geo-mechanical processes]. Nedropolzovanie 21 vek, No.3, 2018, pp.72-77 (in Russian)
7. V.I. Karev *Vliyanie napryazhenno-deformirovannogo sostoyaniya gornyh porod na fil'tracionnyj process i debit skvazhin* [Effect of stress-deformed state of the rocks on fluid flowing process and well flow rate]. Abstract of Dr.Sc thesis. Moscow, IPMekh of RAS, 2012 (in Russian)
8. U.F. Kovalenko *Geomekhanika neftyanyh i gazovyh skvazhin* [Geomechanics of oil and gas wells]. Abstract of Dr.Sc thesis. Moscow, IPMekh of RAS, 2012 (in Russian)
9. Sylte J.E., Thomas L.K., Rhett D.W., Bruning D.D., and Nagel N.B. Water Induced Compaction in the Ekofisk Field // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 3-6 October, 1999, Houston, Texas, USA. SPE Paper 56426-MS

Сведения об авторах

Индрупский Илья Михайлович, доктор технических наук, и.о. заведующего кафедрой Инновационного нефтегазового и экологически чистого недропользования (ИНГиЭЧН), Альметьевский государственный нефтяной институт; заведующий лабораторией газо-, нефте-, конденсатоотдачи пластов Института проблем нефти и газа РАН

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина 2

E-mail: i-ind@ipng.ru

Ибрагимов Ильдар Ильясович, кандидат технических наук, заместитель заведующего кафедрой ИНГиЭЧН, доцент кафедры геологии, Альметьевский государственный нефтяной институт

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина 2

E-mail: ildaribragimov5@gmail.com

Закирянов Рушат Альфирович, магистрант, Альметьевский государственный нефтяной институт

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина 2

E-mail: rushat25021997@gmail.com

Гирфанов Ильдар Ильясович, младший научный сотрудник сектора физико-гидродинамических исследований керна, ТатНИПИнефть ПАО «Татнефть»

Россия, 423236, Бугульма, ул. Мусы Джалиля, 32

E-mail: gii@tatnipi.ru

Authors

I.M. Indrupskiy, Doctor of technical sciences, act. head of Innovative Petroleum and Environmental Engineering (IPEE) Department; head of Gas, Oil and Condensate Recovery Lab, OGRI RAS

2, Lenin st., Almeteyevsk, 423450, Russian Federation

E-mail: i-ind@ipng.ru

I.I. Ibragimov, PhD, deputy head of IPEE Department, associate professor in Geology Department, Almeteyevsk State Oil Institute

2, Lenin st., Almeteyevsk, 423450, Russian Federation

E-mail: ildaribragimov5@gmail.com

R.A. Zakiryanov, MSc student, Almeteyevsk State Oil Institute

2, Lenin st., Almeteyevsk, 423450, Russian Federation

E-mail: rushat25021997@gmail.com

I.I. Girfanov, junior scientist, core analysis laboratory, TatNIPIneft–PJSC TATNEFT

32, Musa Jalil st., Bugulma, 423236, Russian Federation

E-mail: gii@tatnipi.ru

Статья поступила в редакцию 05.08.2020;

Принята к публикации 23.09.2020;

Опубликована 30.09.2020