



## СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД. ГЕОМЕХАНИКА И ГЕОФИЗИКА

Научная статья

<https://doi.org/10.17073/2500-0632-2024-08-300>

УДК 622.276.1/.4:552.578 + 550.82 + 519.6:622.276

**Анализ механизма циклического геомеханического воздействия  
для увеличения продуктивности скважин  
в карбонатных коллекторах**И. М. Индрупский<sup>1</sup>  , Е. А. Сухинина<sup>2</sup> , Ю. В. Алексеева<sup>1</sup>   <sup>1</sup> Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, Российская Федерация<sup>2</sup> Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,  
г. Москва, Российская Федерация [avajul@ipng.ru](mailto:avajul@ipng.ru)**Аннотация**

Методы создания околоскважинной области микротрещиноватости (разуплотнения породы коллектора) за счет глубокого снижения порового давления и основанные на них способы повышения продуктивности скважин активно развиваются в рамках научной деятельности институтов РАН в последние десятилетия. Обязательным условием применения таких методов является создание достаточной по величине и продолжительности депрессии на скважинах для формирования техногенной микротрещиноватости. В статье рассматривается циклическое геомеханическое воздействие (ЦГВ) – один из методов увеличения продуктивности нефтяных скважин в карбонатных коллекторах, основанных на создании глубокой депрессии на скважине. Эффективное планирование и применение таких методов связано с пониманием механизма возникновения микротрещиноватости в околоскважинной зоне при достижении критической величины снижения порового давления. Целью работы является обоснование геомеханического механизма формирования микротрещиноватости, согласующегося с результатами лабораторных исследований керны и применения ЦГВ и близких ему методов на скважинах. Задачи исследования включали анализ особенностей постановки лабораторных экспериментов и их результатов, определение возможных механизмов и критериев формирования микротрещиноватости, а также проведение сопряженного гидрогеомеханического моделирования с оценкой характерных размеров области воздействия. Показано, что результаты лабораторных экспериментов и опытного применения метода ЦГВ не согласуются с механизмом сдвигового разрушения, но могут быть объяснены механизмом разрушения сжатия. Выполнено сопряженное численное гидрогеомеханическое моделирование опытного применения ЦГВ на скважине с оценкой параметров критерия разрушения сжатия по керновым данным. Расчетный радиус зоны воздействия составил около 7 м, при этом оцененный прирост коэффициента продуктивности хорошо согласуется с фактическими данными.

**Ключевые слова**

скважина, продуктивность, проницаемость, коллектор, микротрещиноватость, циклическое геомеханическое воздействие, разрушение, геомеханический критерий, гистерезис, моделирование, эксперимент

**Благодарности**

Работа выполнена в рамках выполнения Государственного задания ИПНГ РАН по теме FMME-2025-0009 «Создание новых технологий эффективного экологически чистого извлечения углеводородов в сложных горно-геологических условиях на основе системного подхода к изучению и моделированию полного жизненного цикла нефтегазовых месторождений».

**Для цитирования**

Indrupskiy I.M., Sukhinina E.A., Alekseeva Yu.V. Analysis of the mechanism of cyclic geomechanical treatment to increase well productivity in carbonate reservoirs. *Mining Science and Technology (Russia)*. 2025;10(2):148–160. <https://doi.org/10.17073/2500-0632-2024-08-300>



## MINING ROCK PROPERTIES. ROCK MECHANICS AND GEOPHYSICS

Research paper

**Analysis of the mechanism of cyclic geomechanical treatment to increase well productivity in carbonate reservoirs**I. M. Indrupskiy<sup>1</sup>  , E. A. Sukhinina<sup>2</sup> , Yu. V. Alekseeva<sup>1</sup>   <sup>1</sup> Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation<sup>2</sup> Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow, Russian Federation [avajul@ipng.ru](mailto:avajul@ipng.ru)**Abstract**

Methods for creating microfracture zones (loosening of reservoir rock) in well vicinity by significant reducing pore pressure and techniques for increasing well productivity based on these methods have been actively developed by Russian Academy of Sciences institutes over the past decades. A prerequisite for the application of such methods is the creation of a depression of sufficient magnitude and duration in wells to form man-made microfractures. The paper discusses cyclic geomechanical treatment (CGT), one of the methods for increasing the productivity of oil wells in carbonate reservoirs based on the creation of a deep depression in a well. Effective planning and application of such methods requires understanding the mechanism of microfracturing in the vicinity of a well when a critical pore pressure reduction value is reached. The aim of this study is to substantiate the geomechanical mechanism of microfracturing formation consistent with the results of laboratory studies of core samples and the application of CGT and related methods in wells. The objectives of the study included analyzing the characteristics of laboratory experiments and their results, identifying possible mechanisms and criteria for the formation of microfracturing, and conducting coupled hydrogeomechanical modeling with an assessment of the characteristic dimensions of the affected area. It has been shown that the results of the laboratory experiments and experimental application of the CGT method are inconsistent with the shear failure mechanism, but can be explained by the compaction failure mechanism. Coupled numerical hydrogeomechanical modeling of the pilot CGT application in a well was performed with an assessment of the compaction failure criteria parameters based on core data. The estimated radius of the stimulation zone was approximately 7 m, with the estimated increase in the productivity index to be consistent with actual data.

**Keywords**

well, productivity, permeability, reservoir, microfracturing, cyclic geomechanical treatment, fracturing (failure), geomechanical criterion, hysteresis, modeling, experiment

**Acknowledgments**

The study was carried out as part of the State Assignment of the OGRI RAS on the topic FMME-2025-0009 “Creation of new techniques for the efficient and environmentally friendly extraction of hydrocarbons under complex mining-and-geological conditions based on a systematic approach to the study and modeling of the complete life cycle of oil and gas fields”.

**For citation**

Indrupskiy I.M., Sukhinina E.A., Alekseeva Yu.V. Analysis of the mechanism of cyclic geomechanical treatment to increase well productivity in carbonate reservoirs. *Mining Science and Technology (Russia)*. 2025;10(2):148–160. <https://doi.org/10.17073/2500-0632-2024-08-300>

**Введение**

Методы создания околоскважинной области микротрещиноватости (разуплотнения породы коллектора) за счет глубокого снижения порового давления и основанные на них способы повышения продуктивности скважин активно развиваются в рамках научной деятельности институтов РАН в последние десятилетия. Обязательным условием применения таких методов является создание достаточной по величине и продолжительности депрессии на скважинах для формирования техногенной микротрещиноватости. Образующаяся система микротрещин кратно повышает проницаемость породы-коллектора в околоскважинной зоне, что приводит к значительному повышению продуктивности скважин. Подобные

методы наиболее эффективны для глубокозалегающих пластов (более 3 км) в условиях уплотненных пород-коллекторов с достаточным запасом пластового давления. Дополнительным благоприятным фактором для их применения является аномально высокое пластовое давление.

Один из первых способов воздействия на призабойную зону скважин, основанный на методах рассматриваемого типа, описан в патенте<sup>1</sup>. Он опирается на результаты лабораторных экспериментов с карбонатными коллекторами Тенгизского месторождения [1].

<sup>1</sup> SU 1609978. Бакиров Э.А., Закиров С.Н., Щербаков Г.А. и др. Способ обработки призабойной зоны пласта. Опубл. 30.11.1990. Бюл. № 44.



Наибольшую известность получили метод георыхления и его дальнейшая модификация – метод направленной разгрузки пласта (НРП), разработанные в Институте проблем механики имени А.Ю. Ишлинского РАН<sup>2</sup> [2, 3]. При лабораторных исследованиях для обоснования применимости метода НРП на образце керна моделируют напряжения, формирующиеся на стенке скважины для конструкции необсаженного ствола и на конце перфорационного отверстия для конструкции обсаженного ствола скважины<sup>3</sup> [4]. Особенностью метода НРП является необходимость создания в качестве концентраторов напряжений дополнительных перфорационных отверстий, в том числе и для конструкции необсаженного ствола. Продуктивность скважины в результате проведения работ увеличивается в 1,5–2 раза в случае обсаженной скважины и в 2–4 раза в случае необсаженной скважины<sup>4</sup>.

Альтернативным методом создания области микротрещиноватости за счет глубокого снижения порового давления является метод циклического геомеханического воздействия (ЦГВ), предложенный сотрудниками Института проблем нефти и газа РАН. На методе ЦГВ основан способ повышения продуктивности скважин<sup>5</sup>. Некоторые особенности практической реализации рассмотрены в работе [5]. Основной особенностью ЦГВ является полный цикл воздействия, включающий глубокое снижение порового давления и последующее повышение давления выше начального для раскрытия микротрещин. Прирост коэффициента продуктивности скважины в результате промышленной апробации метода в пласте с начальным пластовым давлением около 11 МПа оценивается в 44–49 %. Описание программ и результатов лабораторных экспериментов, численного моделирования и промысловых работ представлено в статье [6].

Традиционное теоретическое обоснование формирования зоны повышенной проницаемости (микротрещиноватости) при глубоком снижении порового давления строится на механизме сдвигового разрушения. Оно возникает под действием избыточного касательного напряжения, когда максимальное главное эффективное напряжение превышает минимальное главное эффективное напряжение на критическую величину<sup>6</sup>. В то же время использованная в работе [6] методика исследования ЦГВ на образцах керна включала изменение только порового давления

при постоянной псевдотрехосной внешней нагрузке, что соответствует неизменным касательным напряжениям. Тем не менее в этих экспериментах также был зафиксирован прирост проницаемости образцов в процессе снижения порового давления после достижения его критической величины.

Целью данной работы является обоснование геомеханического механизма разуплотнения коллектора, согласующегося с результатами лабораторных исследований керна и применения рассматриваемых методов на скважинах. Задачи исследования включали анализ особенностей постановки лабораторных экспериментов и их результатов и определение возможных механизмов формирования микротрещиноватости, а также обоснование геомеханического критерия с последующим составлением сопряженной гидрогеомеханической модели и расчетом радиуса формируемой околоскважинной зоны повышенной проницаемости.

### Теория и методы

Для анализа возможных геомеханических механизмов формирования микротрещиноватости коллектора при воздействии методами НРП и ЦГВ рассмотрим особенности постановки и результатов лабораторных экспериментов для данных методов.

#### Метод направленной разгрузки пласта

##### Методика проведения эксперимента

Цель лабораторных исследований по методу НРП состоит в моделировании на образце керна напряжений, существующих на стенке скважины для конструкции необсаженного ствола или на кончике перфорационного отверстия для конструкции обсаженного ствола<sup>7</sup> [4].

Исследования проводятся на испытательной системе трехосного независимого нагружения (ИСТНН). Установка ИСТНН воссоздает эффективные напряжения, действуя на грани образца породы кубической формы (рис. 1, а). Схематично этапы нагружения показаны на рис. 1, б.

На каждом из трех этапов эффективные напряжения изменяются за счет внешних нагрузок на грани образца. Поровое давление поддерживается постоянным на уровне атмосферного (или первых единиц атмосфер).

*Этап 1.* Образец сжимается равномерно со всех сторон до достижения заданного эффективного напряжения (отрезок ОА на рис. 1, б). Точка А отвечает эффективным напряжениям  $S_p$ , действовавшим в скелете породы до бурения скважины, при упрощающем предположении равенства вертикального и бокового горного давления.

*Этап 2.* Среднее нормальное напряжение  $S = (S_1 + S_2 + S_3)/3$  на всем протяжении этапа 2 сохраняется постоянным. Каждая точка на отрезке АВ соответствует давлению на забое скважины, большему, чем пластовое, т.е. определенной величине репрессии. Конечная точка этапа (точка В) отвечает состоя-

<sup>2</sup> RU 2645684 С1. Климов Д.М., Карев В.И., Коваленко Ю.Ф., Титоров М.Ю. Способ направленной разгрузки пласта. Опубл. 27.02.2018. Бюл. № 6.

<sup>3</sup> Коваленко Ю.Ф. Геомеханика нефтяных и газовых скважин. [Дис. ... д-ра физ.-мат. наук]. М.; 2012. 314 с.

<sup>4</sup> Там же.

<sup>5</sup> RU 2620099 С1. Закиров С.Н., Дроздов А.Н., Закиров Э.С. и др. Способ повышения продуктивности добывающих и приемистости нагнетательных скважин. Опубл. 23.05.2017. Бюл. № 15.

<sup>6</sup> Коваленко Ю.Ф. Геомеханика нефтяных и газовых скважин. [Дис. ... д-ра физ.-мат. наук]. М., 2012. 314 с.; Химуля В.В. Реологические и фильтрационные свойства горных пород в условиях сложного трехосного нагружения. [Дис. ... канд. физ.-мат. наук]. 01.02.04. М.; 2021. 133 с.

<sup>7</sup> Там же.

нию, когда скважина пробурена и давление на забое равно пластовому.

**Этап 3.** Моделируется процесс создания депрессии, т.е. понижения давления на забое скважины (отрезок ВС на рис. 1, б). Третий этап продолжался до достижения образцом состояния разрушения.

В течение всех этапов измеряется деформация образца в трех направлениях и регистрируется его проницаемость (при прокачке газа). Более подробно ход эксперимента описан в диссертации Ю.Ф. Коваленко<sup>8</sup>.

Суммарно три последовательных этапа нагружения соответствуют теоретическим представлениям об изменении эффективных напряжений на стенке скважины с открытым стволом в процессе разбуривания продуктивного пласта и последующего создания депрессии. Близкие закономерности соответствуют изменению эффективных напряжений на поверхности перфорационных каналов для обсаженной скважины. Отметим, что в этих и рассматриваемых далее исследованиях предполагается, что закон Био для эффективных напряжений применим в форме Терцаги (коэффициент Био равен 1).

Для вертикальной скважины с открытым стволом в отсутствие фильтрации флюида справедливо решение задачи Ламе [7]:

$$\begin{aligned} S_2 = S_r &= (\sigma_r - p_0)(1 - (r_w/r)^2), \\ S_3 = S_\theta &= (\sigma_r - p_0)(1 + (r_w/r)^2), \\ S_1 = S_z &= \sigma_r - p_0, \\ q|_{r=r_w} &= \sigma_r - p_0, \end{aligned} \quad (1)$$

где  $S_1$  – эффективное вертикальное напряжение;  $S_2$  – эффективное радиальное напряжение;  $S_3$  – эффективное тангенциальное напряжение в пласте на расстоянии  $r$  от оси скважины;  $r_w$  – радиус скважины;  $\sigma_r$  – начальное горное (полное) напряжение;  $p_0$  – пла-

<sup>8</sup> Коваленко Ю.Ф. Геомеханика нефтяных и газовых скважин. [Дис. ... д-ра физ.-мат. наук]. М., 2012. 314 с.

стовое (поровое) давление;  $q$  – максимальное эффективное касательное напряжение. По мере снижения порового давления  $p_0$  эффективные напряжения на стенке скважины  $r = r_w$  будут меняться в соответствии с этапом 3 описанного эксперимента (см. рис. 1, б).

**Результаты экспериментов и их интерпретация**

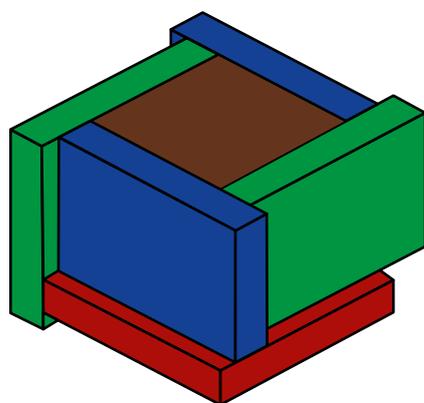
Результаты экспериментов по методу направленной разгрузки пласта различны для разных типов образцов керна<sup>9</sup>. В качестве характерных примеров в диссертации Ю.Ф. Коваленко<sup>10</sup> описаны результаты для образцов песчаника с большим содержанием глины и образцов карбонатных пород.

В первом случае проницаемость образца керна монотонно снижалась и к концу эксперимента достигла нулевого значения. Во втором случае результат воздействия на образцы карбонатных пород состоял в приросте проницаемости. Этапы нагружения и кривая изменения проницаемости для одного из карбонатных образцов приведены на рис. 2.

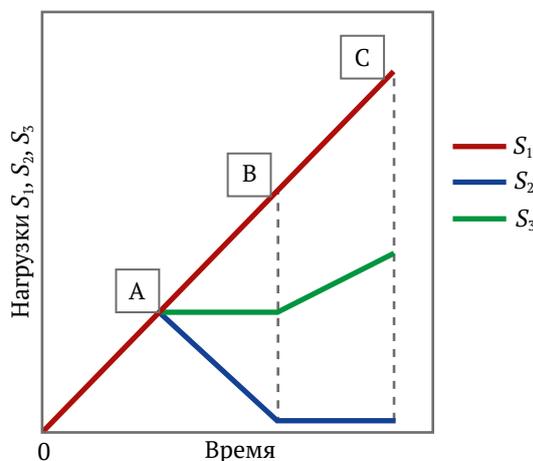
Первый этап, которому соответствует равномерный всесторонний обжим образца, продолжался до 800-й секунды. К концу этапа напряжение  $S_3$  достигло значения 26 МПа. Его проницаемость к этому моменту составляет не более 10 % от начальной, что указывает на неупругую деформацию. При значении напряжения  $S_3$  выше 10 МПа в образце развиваются значительные деформации, проницаемость при этом снижается и к 400-й секунде опускается почти до нуля (см. рис. 2, б). Это указывает на то, что на этапе всестороннего обжима в структуре образца происходят необратимые изменения, связанные с уплот-

<sup>9</sup> Карев В.И. Влияние напряженно-деформированного состояния горных пород на фильтрационный процесс и дебит скважин. [Автореф. дис. ... д-ра техн. наук]. М.: ИПМех РАН, 2010. 33 с.

<sup>10</sup> Коваленко Ю.Ф. Геомеханика нефтяных и газовых скважин. [Дис. ... д-ра физ.-мат. наук]. М., 2012. 314 с.



**а**



**б**

**Рис. 1.** Схема воздействия на кубический образец (а) и этапы нагружения образца (б) при моделировании поля эффективных напряжений в окрестности вертикальной необсаженной скважины:

$S_1, S_2, S_3$  – эффективные нормальные напряжения на гранях куба

Источник: Коваленко Ю.Ф. Геомеханика нефтяных и газовых скважин. [Дис. ... д-ра физ.-мат. наук]. М., 2012. 314 с.

нением. Следовательно, в образце превышен предел упругости, а возникшее уплотнение значительно. После 800-й секунды, когда на образец начинают воздействовать касательные напряжения, начинается интенсивный рост проницаемости.

Предполагается, что неупругое уплотнение и сопровождающее его изменение структуры образца на первом этапе эксперимента повлекли за собой разрушение сдвига с сильным ростом проницаемости образца на втором этапе. В противном случае разрушение внутренней структуры породы началось бы при более высоких касательных напряжениях и проницаемость не увеличилась бы настолько значительно.

Таким образом, причиной снижения проницаемости образца в экспериментах по методу НРП считают упругое и неупругое уплотнение при росте эффективных напряжений, а причиной последующего роста проницаемости – сдвиговое разрушение внутренней структуры образца с формированием микротрещи-

новатости при достижении критических касательных напряжений.

Для пористых материалов деформации при сжатии могут происходить как в отсутствие касательных напряжений, то есть при гидростатической нагрузке (уплотнение), так и при их наличии. Тогда их называют уплотнением, усиленным сдвигом. Линия разрушения сдвига для горных пород в пространстве «среднее нормальное напряжение – максимальное касательное напряжение» обычно может быть описана прямой линией согласно критерию Мора–Кулона (рис. 3, а) [7].

В работе [8] рассмотрены два варианта перехода от уплотнения, усиленного сдвигом, к неупругому увеличению объема материала, находящегося в напряженном состоянии, вследствие образования и раскрытия трещин. Первый заключается в действии на образец касательных напряжений с самого начала эксперимента. Другой вариант состоит в том, что

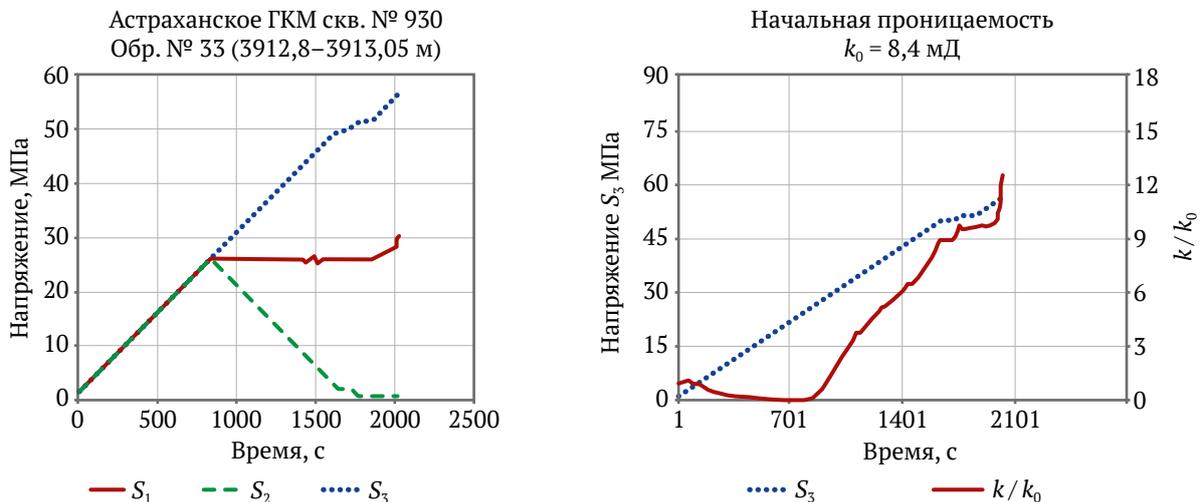


Рис. 2. Этапы нагружения и изменение проницаемости карбонатного образца (Астраханское месторождение)  
Источник: Коваленко Ю. Ф. Геомеханика нефтяных и газовых скважин. [Дис. ... д-ра физ.-мат. наук]. М., 2012. 314 с.

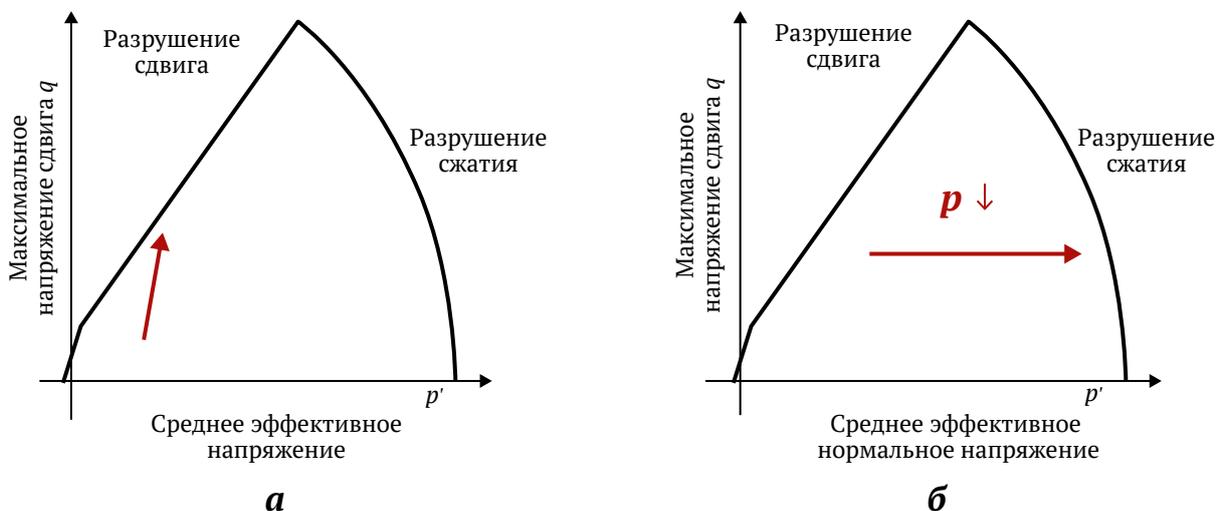


Рис. 3. Диаграммы разрушения и направление изменения эффективных напряжений в экспериментах при моделировании поля эффективных напряжений в окрестности вертикальной необсаженной скважины (а) и в экспериментах с изменением порового давления (б)

образец может быть гидростатически уплотнен до состояния неупругой деформации сжатия. Затем при создании критических касательных напряжений начинается разрушение. Именно такой случай подходит для описания приведенных выше результатов эксперимента по методу направленной разгрузки пласта. Красная стрелка на рис. 3, а схематично показывает направление изменения напряжений в эксперименте.

**Метод циклического геомеханического воздействия**

*Методика проведения экспериментов*

Суть метода ЦГВ состоит в комбинации полупериода глубокой депрессии для создания зоны разуплотнения коллектора с последующим полупериодом репрессии для раскрытия и дальнейшего роста созданных микротрещин.

Особенности лабораторных экспериментов рассмотрим на примере исследований, описанных в работе [6]. Для проведения экспериментов на керне по методу ЦГВ были отобраны карбонатные образцы породы турнейского яруса. Остановимся на трех образцах керна, после экстракции насыщенного керосином при наличии остаточной водонасыщенности. Для них по итогам эксперимента было отмечено кратное повышение проницаемости относительно начальной. Основные характеристики образцов керна приведены в табл. 1. Другие три образца керна в тех же исследованиях полностью насыщались моделью пластовой воды и не продемонстрировали прироста проницаемости. Влияние насыщения породы на характер изменения проницаемости при ЦГВ является положительным фактором для применения на нефтяных скважинах [6].

Исследования проводились в условиях псевдотрехосного сжатия с моделированием характерных для рассматриваемого объекта вертикального горного давления (осевая нагрузка на образец  $P_{\text{верт}}$ ) и минимального бокового напряжения (давление обжима  $P_{\text{обж}}$ ). Начальное поровое (пластовое) давление  $P_{\text{пор}}$  соответствовало начальному пластовому давлению моделируемого объекта. Схематично условия эксперимента изображены на рис. 4, а. В процессе исследования осуществлялось циклическое изменение порового давления. Этапы эксперимента представлены на рис. 4, б.

На каждом этапе эксперимента поровое давление поддерживалось постоянным. Осуществлялась прокачка насыщающего флюида до стабилизации перепада давления и определялось текущее значение проницаемости. Также акустическим методом оценивались текущие значения динамических упругих модулей – модуля Юнга и коэффициента Пуассона. Более подробно эксперимент описан в [6].

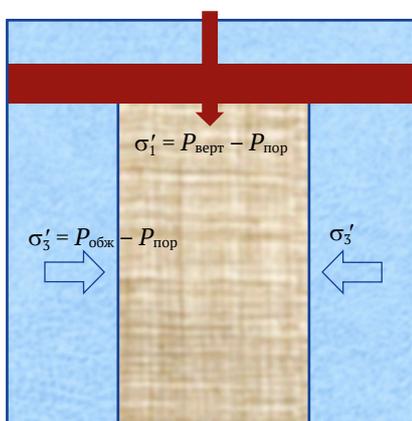
*Результаты экспериментов и их интерпретация*

Результаты экспериментов для всех образцов керна, насыщенного керосином с остаточной водой, согласуются на качественном уровне. На начальных этапах снижения порового давления наблюдалось уплотнение породы со снижением проницаемости и увеличением модуля Юнга. Но с дальнейшим ростом сжимающих напряжений при снижении порового давления ниже критического уровня отмечались признаки разуплотнения внутренней структуры коллектора. Далее следовал рост проницаемости при повышении давления за счет раскрытия образовавшихся микротрещин. Также по ряду образцов при превышении начального

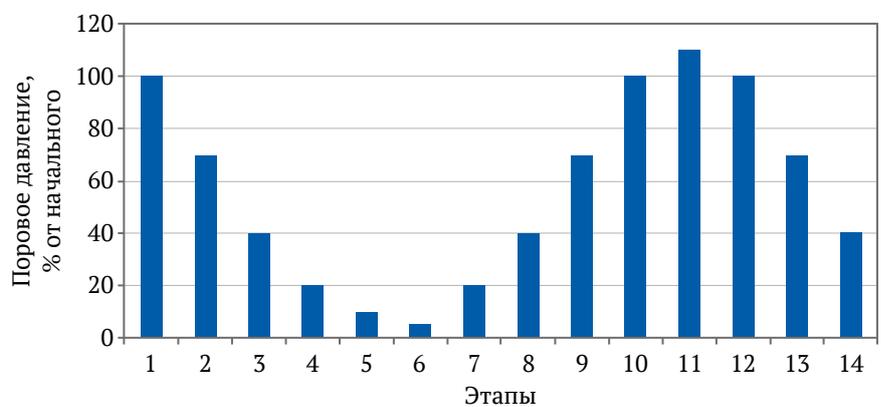
Таблица 1

**Параметры образцов керна турнейского яруса**

№ образца	Глубина, м	Литология	Пористость, %	Проницаемость по газу, мД	Флюид	Остаточная водонасыщенность, %
2	1224,29	Известняк	14,24	484	Керосин	10,81
5к	1224,67	Известняк	12,88	270	Керосин	14,33
6	1224,71	Известняк	12,31	60	Керосин	19,04



**а**



**б**

**Рис. 4.** Схемы псевдотрехосного нагружения в экспериментах (а) и этапов эксперимента (б):  $\sigma_i'$  – эффективные напряжения

давления отмечался характерный резкий рост проницаемости со снижением модуля Юнга, соответствующий образованию трещины разрыва на фоне предшествующего разуплотнения. Эффект прироста проницаемости сохранялся на стадии вторичного снижения давления до начального или меньших величин. Образцы керна с пониженными значениями модуля Юнга и повышенными величинами пористости (изначально более «рыхлые» с вероятным присутствием микротрещин) характеризуются более интенсивным уменьшением проницаемости в процессе первичного снижения давления. Для более плотных образцов керна, наоборот, отмечаются наибольшие приросты проницаемости в результате ЦГВ [6].

Характерный вид зависимостей изменения модуля Юнга и проницаемости приведен на рис. 5 для образца 6.

Рассмотрим первые шесть этапов эксперимента, соответствующих полциклу снижения порового давления. Увеличение проницаемости в этом случае свидетельствует о превышении предела прочности в образце и начале разрушения внутренней структуры.

Первые три этапа эксперимента рост модуля Юнга сопровождается снижением проницаемости – образец уплотняется. На 5-м этапе происходит совместное увеличение модуля Юнга и проницаемости, а на 6-м – снижение модуля Юнга, что может указывать на образование трещин в образце, при этом структура образца стала более плотной. Необходимо уточнить, что совместный рост модуля Юнга и проницаемости мог происходить уже в течение 4-го этапа, что не удалось зафиксировать в силу дискретности измерений. Значит, разрушение внутренней структуры начинается в ходе 4-го или 5-го этапа.

Особенностью рассматриваемых экспериментов является изменение только порового давления при постоянных боковом обжиге и осевой нагрузке. Следовательно, имеет место синхронный рост эффективных нормальных напряжений по всем главным направлениям. При этом эффективные касательные напряжения остаются постоянными, поэтому снижение порового давления не может вызвать разрушения сдвига. Под действием возрастающих эффективных нормальных напряжений возможно разрушение сжатия.

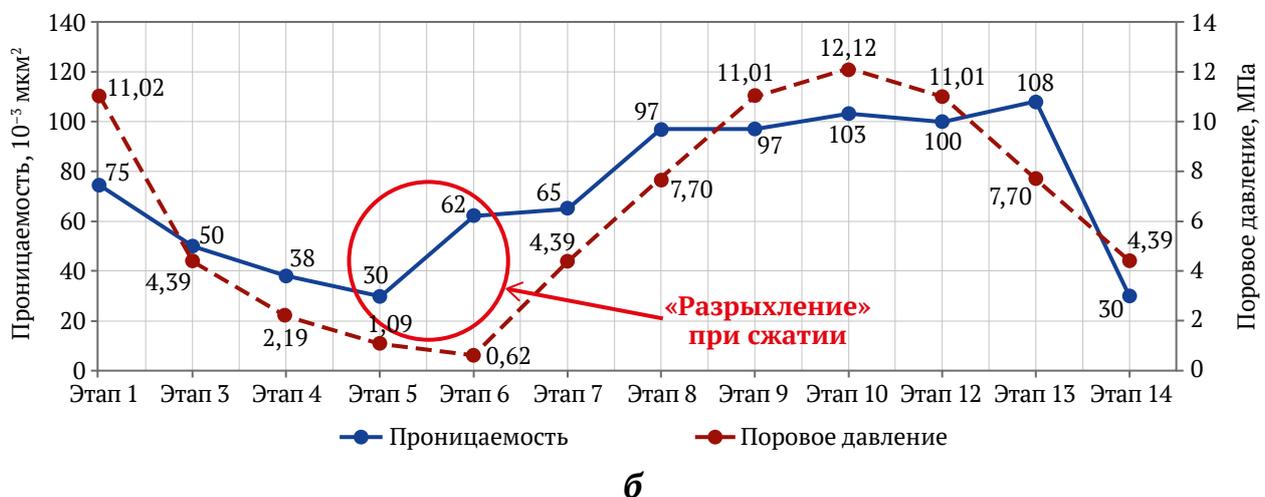
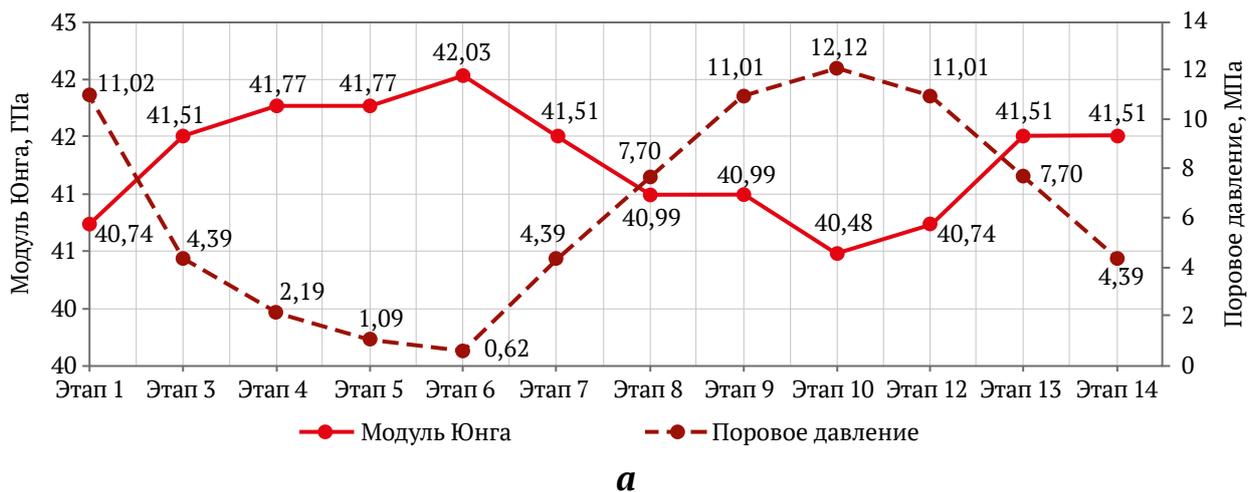


Рис. 5. Результаты лабораторных исследований для образца 6, насыщенного керосином с остаточной водой: а – изменение модуля Юнга, б – изменение проницаемости по этапам эксперимента.

Красной штриховой линией показано изменение порового давления

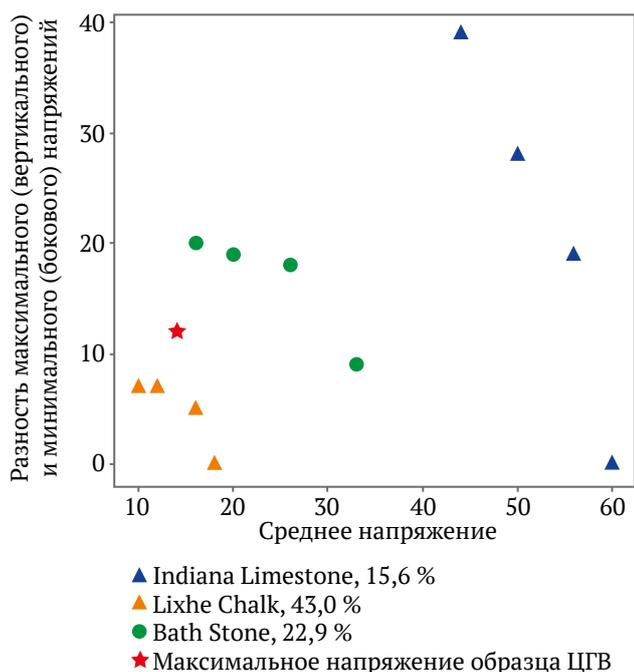


Рис. 6. Огибающие разрушения сжатия по данным работы [8] и предельное напряженное состояние для образца турнейского яруса

В пространстве «среднее нормальное напряжение – максимальное касательное напряжение» линия разрушения сжатия соответствует дуге окружности – см. рис. 3, б [7]. Красной стрелкой схематично обозначено направление изменения эффективных напряжений в рассматриваемых экспериментах.

На рис. 6 сопоставлены условия проявления внутреннего разрушения, полученные в описанном эксперименте на образце турнейского яруса, с огибающими линиями разрушения сжатия для различных карбонатных пород, исследованных в работе [8]. Подобная форма огибающих характерна для карбонатных коллекторов и подтверждается результатами лабораторных экспериментов [9–11] и геомеханического моделирования [12]. Отметим, что наблюдаемое на рис. 5 увеличение модуля Юнга при одновременном росте проницаемости образца яруса (начале формирования микротрещин) на соответствующем этапе эксперимента также соответствует характерным особенностям поведения горной породы при начале разрушения сжатия [13].

На рис. 6 треугольными и круглыми маркерами трех цветов отмечены результаты экспериментального определения напряженных состояний, соответствующих разрушению сжатия, для образцов трех различных карбонатных пород по данным [8]. Горизонтальная ось соответствует среднему эффективному нормальному напряжению, вертикальная – дифференциальному напряжению (разности максимального и минимального нормальных напряжений). Огибающие разрушения сжатия для каждой из трех пород имеют форму дуг окружностей, причем для оранжевых треугольников и зеленых кругов эти окружности подобны. Красной звездочкой отмечена

точка, соответствующая эффективным напряжениям на этапе начала роста проницаемости (разуплотнения) в описанном выше эксперименте на образце карбонатной породы турнейского яруса из работы [6].

Образование микротрещин возникает в первую очередь в тех участках породы, для которых характерно сильное уплотнение. Наиболее пористые участки более подвержены неупругому уплотнению. На прочность образцов, которые подвергались эксперименту по методу ЦГВ, могли действовать как химические эффекты, возникающие при взаимодействии породы и флюида (керосина и остаточной воды), так и особенности структуры породы коллектора. Наличие неоднородных включений, каверн и естественная трещиноватость также влияют на прочностные характеристики образцов. Все эти факторы влияют на положение точки для турнейского образца на рис. 6 в сравнении с сухими карбонатными образцами различной пористости из работы [8]. При этом можно ожидать, что форма огибающей разрушения сжатия сохраняется и должна проходить через красную точку на рис. 6 параллельно огибающим для оранжевых и зеленых точек.

Таким образом, в рассмотренных экспериментах по ЦГВ увеличение проницаемости образцов при снижении порового давления ниже критического уровня нельзя объяснить сдвиговым разрушением под действием касательных напряжений. Предположительно оно связано с разрушением сжатия. Огибающая для разрушения сжатия может быть приближенно получена путем совмещения полученной точки критических напряжений с формой огибающих, характерной для других карбонатных пород.

## Результаты

### Оценка радиуса зоны повышенной проницаемости при сдвиговом разрушении

Основной причиной трещинообразования в околоскважинной зоне при создании глубокой депрессии в методах НРП и ЦГВ является снижение локального пластового давления, которое приводит к увеличению эффективных напряжений. При применении метода направленной разгрузки пласта низкое давление на забое скважины необходимо поддерживать в течение достаточно длительного времени. Предполагается, что продолжительное создание депрессии способно вызвать понижение давления до уровня, необходимого для срабатывания критерия сдвигового разрушения, на достаточном расстоянии от скважины для достижения ощутимого эффекта повышения продуктивности<sup>11</sup>. Таким образом, оценка радиуса зоны сдвигового разрушения важна для расчета увеличения продуктивности и, как следствие, возможного эффекта от воздействия.

Такая оценка выполнена Ю. Ф. Коваленко в диссертации<sup>12</sup> для условий скважины с открытым стволом. Постановка задачи близка к задаче Ламе, но поровое давление не постоянно, а возрастает от

<sup>11</sup> Коваленко Ю.Ф. Геомеханика нефтяных и газовых скважин. [Дис. ... д-ра физ.-мат. наук]. М.; 2012. 314 с.

<sup>12</sup> Там же.

стенки скважины в направлении удаленной границы в соответствии со стационарным решением для осесимметричного притока с заданной депрессией  $\Delta p_w$  (решение Дюпюи). Таким образом, предполагается длительная работа скважины на заданном интенсивном режиме. Деформация породы считается упругой до достижения критерия сдвигового разрушения Мора–Кулона. По результатам расчета оценивается радиус разрушенной зоны  $R^*$ , где по критерию Мора–Кулона прогнозируется сдвиговое разрушение с формированием области трещиноватости.

В диссертации Ю.Ф. Коваленко представлены графики относительного радиуса разрушенной зоны  $R^*/R_w$  ( $R_w$  – радиус скважины) от угла внутреннего трения при трех величинах депрессии  $\Delta p_w$  для характерных условий Астраханского нефтегазоконденсатного месторождения: глубина залегания 3800–3900 м, начальное пластовое давление 60 МПа, вертикальное горное давление 90 МПа.

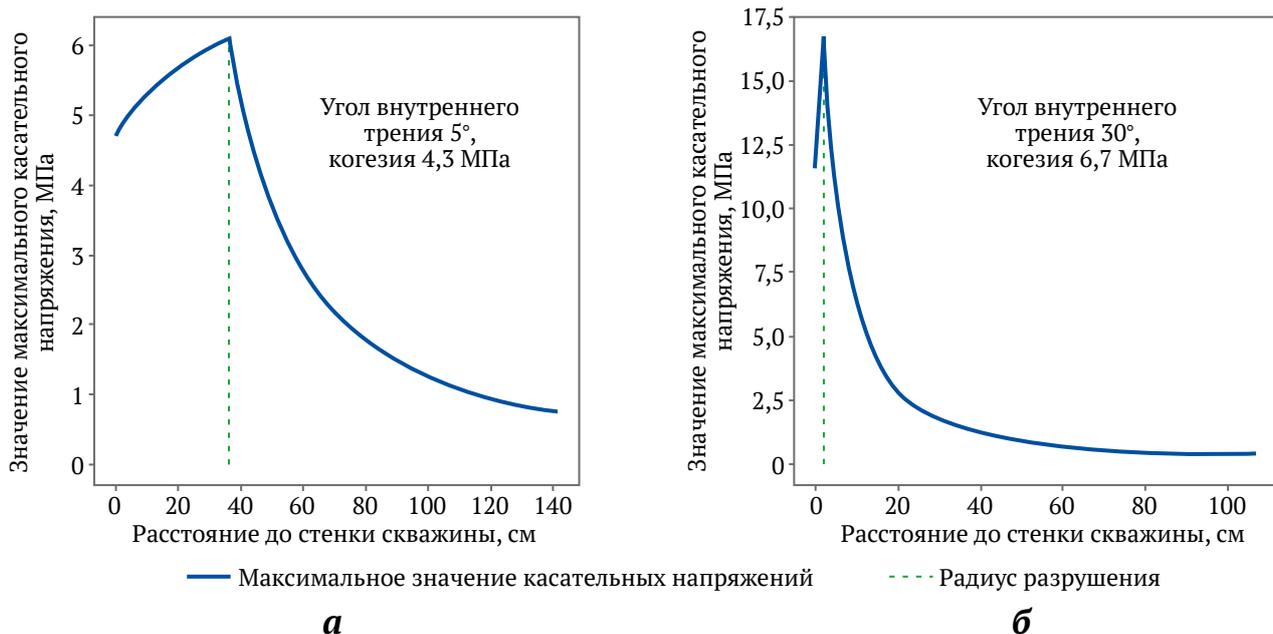
Результаты расчетов из диссертации Ю. Ф. Коваленко показывают, что при характерных для реальных горных пород значениях угла внутреннего трения от  $15^\circ$  и выше расчетный радиус разрушенной зоны не превышает 3–4 радиусов скважины (~30–40 см) даже при депрессии 60 МПа.

Используя модель диссертации Ю.Ф. Коваленко, авторы провели аналогичные расчеты для исходных данных, соответствующих характерным условиям карбонатных коллекторов турнейского яруса (глубина залегания 1200 м, начальное пластовое давление 11 МПа, вертикальное горное давление 26,06 МПа, депрессия 10 МПа). На рис. 7 представлены графики зависимости максимальных касательных напряжений от расстояния до стенки скважины. Точка максимума соответствует границе зоны разрушения.

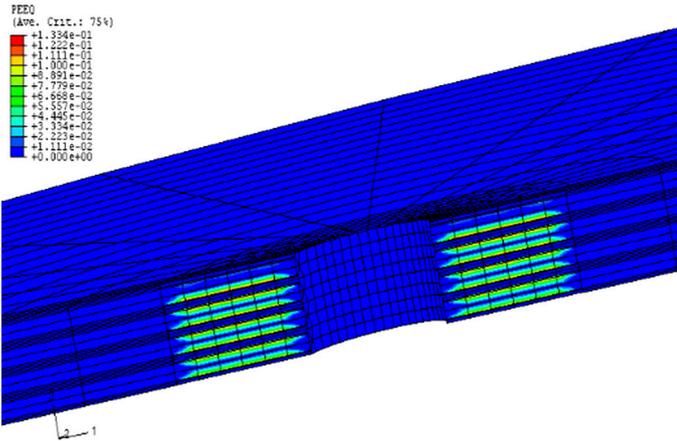
Как видно из рис. 7, а, даже в случае заниженных значений коэффициента когезии и угла внутреннего трения радиус зоны разрушения составляет около 35 см от стенки скважины. Для более характерных значений параметров (рис. 7, б) он снижается до ~5 см.

Более сложные особенности формируемой зоны разрушения (трещиноватости) характерны для обсаженной скважины с перфорацией. В диссертации В.В. Химули<sup>15</sup> оценка напряжений на кончике единичного перфорационного отверстия выполнена с использованием аналитического решения задачи для сферической полости, заполненной флюидом под давлением [14]. Распределение напряжений в околоскважинной зоне с учетом взаимовлияния перфорационных каналов можно оценить из опубликованных в литературе результатов численных расчетов. В работе [15] рассматривался вопрос устойчивости ствола скважины при разной плотности перфорации по толщине пласта. На рис. 8 показана область разрушения при плотности перфорации 8 перфорационных отверстий на 0,3 м. Синим цветом показана зона упругости, зеленым – зона разрушения. Как видно из рисунка, касательные напряжения достаточно высоки, чтобы вызвать разрушение вдоль перфорационного отверстия, однако в пласт вне зоны перфорации разрушение не распространяется. Формируемое поле напряжений создает высокие риски нарушения цементной оболочки ствола скважины, но не создает условий для формирования протяженной зоны трещиноватости, которая могла бы способствовать объяснению существенного прироста продуктивности при применении в подобных условиях метода НРП.

<sup>15</sup> Химули В.В. Реологические и фильтрационные свойства горных пород в условиях сложного трехосного нагружения. [Дис. ... канд. физ.-мат. наук]. 01.02.04. М.; 2021. 133 с.



**Рис. 7.** Распределение максимальных касательных напряжений в окрестности необсаженного ствола скважины для значений параметров: коэффициент Пуассона – 0,25; горное давление – 26,06 МПа; начальное поровое давление – 11,0 МПа; депрессия – 10 МПа; радиус скважины – 0,1 м



**Рис. 8.** Численное решение задачи о распределении напряжений в окрестности перфорационных каналов при плотности перфорации 8 перфорационных отверстий на 0,3 м для обсаженной скважины. Синим цветом показана зона упругости, другими цветами – зона срабатывания критерия сдвигового разрушения [15]

Представленные далее результаты моделирования подтверждают, что оценки размеров зоны трещиноватости при сдвиговом разрушении (рис. 7, 8) не могут объяснить достигаемых приростов коэффициента продуктивности: в 1,5 раза – при проведении опытной апробации метода ЦГВ (для обсаженного ствола скважины в условиях неглубоких турнейских отложений [6]), и до 3–4 раз – по методу НРП (для необсаженного ствола скважины, при проведении дополнительной перфорации и в условиях более глубоких отложений с большим запасом пластового давления<sup>14</sup>).

#### **Сопряженное гидрогеомеханическое моделирование: оценка радиуса зоны повышенной проницаемости для ЦГВ при разрушении сжатия**

Выше было показано, что результаты лабораторных экспериментов по ЦГВ в условиях постоянного псевдотрехосного нагружения с изменением порового давления можно объяснить действием механизмов неупругого уплотнения с последующим разрушением сжатия. Для моделирования соответствующих эффектов в околоскважинной зоне при создании депрессии на скважине использован программный пакет гидродинамического моделирования tNavigator компании Rock Flow Dynamics (RFD)<sup>15</sup>. Он позволяет осуществлять численное решение задач многофазной фильтрации флюидов в пласте при разработке месторождения совместно с решением упрощенной геомеханической задачи об изменении распределения напряжений и деформаций в породе пласта.

В RFD tNavigator существует два способа совместного решения задач фильтрации и упругости:

<sup>14</sup> Коваленко Ю.Ф. Геомеханика нефтяных и газовых скважин. [Дис. ... д-ра физ.-мат. наук]. М.; 2012. 314 с.

<sup>15</sup> ТНавигатор 23.1. Техническое руководство по Симулятору. РФД; 2023.

сопряженный и модульный. Использован сопряженный подход, при котором решается единая система уравнений, описывающая фильтрационные процессы в пласте (уравнения неразрывности с учетом закона Дарси) и геомеханические эффекты (в данном случае – уравнения Ламе с учетом закона Гука), на единой вычислительной сетке<sup>16</sup>.

Для учета эффектов неупругого уплотнения и разрушения сжатия реализован скрипт на встроенной в tNavigator реализации языка Python, производящий обработку текущих полей эффективных напряжений на каждом расчетном шаге. Уплотнение задавалось через корректировку текущего множителя проницаемости в ячейке (относительно начального значения) в зависимости от среднего эффективного нормального напряжения. Соответствующая убывающая зависимость принималась по первым этапам лабораторного эксперимента (см. рис. 4, этапы 1–5).

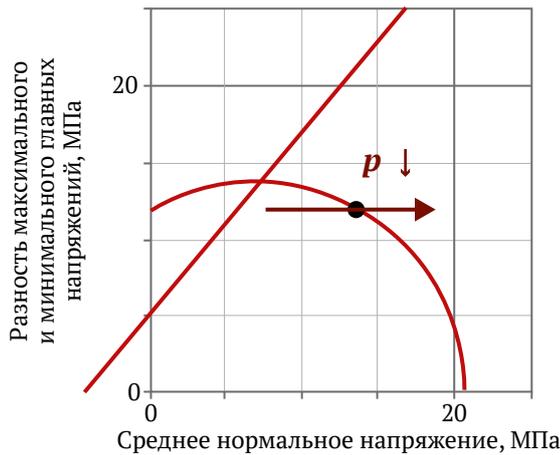
Критерий разрушения сжатия при текущем изменении эффективных напряжений в ячейке модели проверялся через пересечение огибающей, проходящей через экспериментальную точку, соответствующую росту проницаемости в лабораторном эксперименте (красная точка на рис. 6). Форма огибающей принята по аналогии с экспериментальными данными работы [8] (см. рис. 6). На рис. 9 показан пример огибающей для одного из образцов, с достаточной точностью аппроксимированной дугой окружности с подобранными параметрами – в данном случае с радиусом в координатах напряжения 13,4 МПа и центром в точке (7 МПа; 0 МПа). Также на рис. 9 показана прямая Мора–Кулона для критерия сдвигового разрушения, которая не достигалась в расчетах. Бордовой горизонтальной стрелкой обозначено направление изменения эффективных напряжений при снижении порового давления.

При срабатывании критерия сжатия (пересечении огибающей) проницаемость ячейки увеличивалась в 4 раза, что соответствует итоговому приросту проницаемости после ЦГВ по результатам одного из экспериментов на образцах керна турнейского яруса.

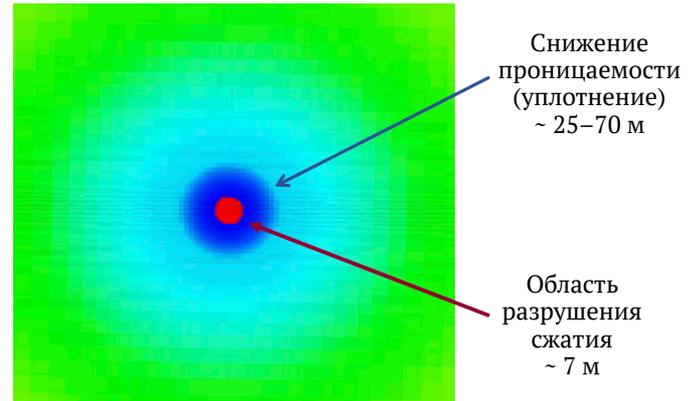
В качестве исходных данных для моделирования были использованы характеристики пласта турнейского яруса одного из месторождений Республики Татарстан. Модель пласта имела горизонтальные размеры 2000×2000 м, условная толщина модели – 1 м, в центре размещена вертикальная скважина. По осям  $Ox$  и  $Oy$  задавалось сгущение сетки к скважине с постоянным коэффициентом 1,1. Минимальный размер ячейки (центральная ячейка со скважиной) – 0,5×0,5 м.

Параметры пласта и флюидов задавались в соответствии с характеристиками принятого турнейского объекта. Течение однофазное (нефть). Граничные условия на внешних гранях модели соответствовали условиям непротекания и постоянным вертикальному и боковому горным напряжениям. На скважине задавалась величина дебита нефти, соответствующая максимально возможной депрессии для данного объекта.

<sup>16</sup> Там же.



**Рис. 9.** Огибающая для критерия разрушения сжатия и точка срабатывания критерия, полученная экспериментально, а также прямая Мора–Кулона для разрушения сдвига



**Рис. 10.** Поле коэффициента изменения проницаемости по результатам расчетов сопряженной модели в tNavigator (гидродинамика + геомеханика) с использованием скрипта для учета уплотнения и разрушения сжатия через анализ эффективных напряжений. Цвета пояснены в тексте

Центральный фрагмент полученного в результате моделирования поля коэффициента изменения проницаемости показан на рис. 10. Зеленым цветом отмечена зона с исходным значением проницаемости (множитель 1). Оттенками синего цвета – область уплотнения. Среднее снижение проницаемости в голубой зоне (радиусом около 70 м) – ~5 %, в темно-синей (радиус около 25 м) – ~8 %.

Красным цветом показана область разрушения (радиус около 7 м), где проницаемость возросла в 4 раза в результате срабатывания критерия сжатия.

Таким образом, для условий турнейского пласта через механизм разрушения сжатия, позволяющий объяснить результаты лабораторных экспериментов по ЦГВ, прогнозируется формирование околоскважинной зоны повышенной проницаемости радиусом около 7 м. Эта величина минимум в 20 раз превышает радиус аналогичной зоны, прогнозируемой на основе механизма сдвигового разрушения (см. рис. 7).

### Обсуждение результатов и практическое применение

Сопоставим полученную оценку размера зоны разуплотнения ~7 м при реализации ЦГВ с фактическими результатами применения метода на скважине, эксплуатирующей турнейский ярус [6].

Определим расчетный прирост коэффициента продуктивности скважины. Величину скин-фактора, формируемого в результате ЦГВ, можно приближенно оценить по известной формуле для двухзонного осесимметричного пласта:

$$S = \left( \frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_w} \approx -3,19, \quad (2)$$

где  $r_s$  – радиус ближней зоны с проницаемостью  $k_s$ ,  $r_s = 7$  м;  $r_w$  – радиус скважины,  $r_w = 0,1$  м;  $k/k_s$  – отношение проницаемости в удаленной зоне (неизменный пласт) к проницаемости в ближней зоне (зона трещиноватости),  $k/k_s = 1/4$ . Влиянием уплотнения за пре-

делами зоны трещиноватости можно пренебречь из-за небольшого влияния на среднюю проницаемость удаленной зоны (первые единицы процентов).

Полученное значение скин-фактора позволяет оценить прирост коэффициента продуктивности  $PI$  по отношению к его исходному значению  $PI_0$ . Для совершенной скважины и условного радиуса контура питания  $r_e = 500$  м, используя формулу Дюпюи, получим:

$$\frac{PI}{PI_0} = \frac{\ln \frac{r_e}{r_w}}{\ln \frac{r_e}{r_w} + S} \approx 1,6. \quad (3)$$

Таким образом, моделирование эффекта от ЦГВ на основе механизма разрушения сжатия дает приближенную оценку прироста коэффициента продуктивности скважины в 1,6 раз. Данная оценка согласуется с фактическим приростом продуктивности в 1,45–1,5 раза, полученным при промысловых исследованиях на турнейском пласте [6]. Отметим, что, поскольку механизм разрушения сжатия определяется преимущественно ростом средних эффективных нормальных напряжений за счет снижения порового давления, иной тип заканчивания скважины (обсаженная скважина с перфорацией) существенно не влияет на оценку эффекта.

Полученная через критерий разрушения сжатия величина 1,6 также полностью соответствует результатам выполненных в работе [6] гидродинамических расчетов, где прирост проницаемости от ЦГВ задавался в зависимости от порового давления, без анализа геомеханических эффектов.

В то же время из формул (2), (3) очевидно, что размеры области разуплотнения, полученные по механизму сдвигового разрушения (см. рис. 7, 8), не позволяют объяснить фактический прирост коэффициента продуктивности при опытной реализации метода, описанной в работе [6].



### Выводы

Представленный в данной статье анализ позволяет сделать ряд выводов в отношении вероятного геомеханического механизма формирования околоскважинной зоны повышенной проницаемости при создании глубокой депрессии в методе ЦГВ и схожем с ним методе НРП.

1. Лабораторные эксперименты на установке ИСТНН моделируют условия нагружения, соответствующие напряженному состоянию на стенке открытого ствола скважины или перфорационного канала. При этом предполагается, что околоскважинная зона повышенной проницаемости возникает за счет разрушения сдвига при росте касательных напряжений. Оценки размера области распространения данного эффекта не превышают 30–40 см от стенки скважины, по крайней мере, для характерных параметров и условий залегания карбонатных коллекторов Урало-Поволжья.

2. Эффект прироста проницаемости при создании критической депрессии в лабораторных экспериментах с постоянным псевдотрехосным нагружением и изменением порового давления может объясняться механизмом разрушения сжатия за счет роста эффективных нормальных напряжений.

3. По результатам сопряженного гидрогеомеханического моделирования для характерных условий турнейских пластов Республики Татарстан с учетом эффектов неупругого уплотнения и разрушения сжатия через анализ эффективных напряжений околоскважинная зона микротрещиноватости (увеличения проницаемости) достигает ~7 м. Это минимум в 20 раз превышает размер зоны, прогнозируемый через механизм сдвигового разрушения.

4. С учетом кратности прироста проницаемости по лабораторным данным оцененный размер зоны трещиноватости на основе механизма разрушения сжатия находится в соответствии с приростом продуктивности, наблюдавшимся в промышленном эксперименте на скважине.

Таким образом, результаты данной работы уточняют представления о геомеханическом механизме повышения проницаемости околоскважинной зоны в методе ЦГВ и других методах, основанных на создании глубокой депрессии. Это позволит более достоверно прогнозировать ожидаемый эффект на основе лабораторных исследований и моделирования, а также повысить результативность применения рассматриваемых методов для повышения продуктивности скважин и извлечения запасов нефти из карбонатных пластов.

### Список литературы / References

1. Закиров С.Н. *Разработка газовых, газоконденсатных и нефте-газоконденсатных месторождений*. М.: Струна; 1998. 628 с.  
Zakirov S.N. *Development of gas, gas-condensate, and oil-gas-condensate fields*. Moscow: Struna Publ. House; 1998. 628 p. (In Russ.)
2. Христианович С.А., Коваленко Ю.Ф., Кулинич Ю.В., Карев В.И. Увеличение продуктивности нефтяных скважин с помощью метода георыхления. *Нефть и газ Евразия*. 2000;(2):90–94.  
Khristianovich S.A., Kovalenko Yu.F., Kulinich Yu.V., Karev V.I. Oil well productivity enhancement using geoloosening. *Oil and Gas Eurasia*. 2000;(2):90–94. (In Russ.)
3. Климов Д.С., Коваленко Ю.Ф., Карев В.И. Реализация метода георыхления для увеличения приемистости нагнетательной скважины. *Технологии топливно-энергетического комплекса*. 2003;(4):59–64.  
Klimov D.S., Kovalenko Yu.F., Karev V.I. Implementation of the geoloosening method to increase the injectivity of an injection well. *Tekhnologii Toplivno-Energeticheskogo Kompleksa*. 2003;(4):59–64. (In Russ.)
4. Карев В.И., Коваленко Ю.Ф., Химуля В.В., Шевцов Н.И. Определение параметров метода направленной разгрузки пласта на основе физического моделирования на установке истинно трехосного нагружения. *Записки Горного института*. 2022;258:906–914. <https://doi.org/10.31897/PMI.2022.95>  
Karev V.I., Kovalenko Yu.F., Khimulia V.V., Shevtsov N.I. Parameter determination of the method of directional unloading of the reservoir based on physical modelling on a true triaxial loading setup. *Journal of Mining Institute*. 2022;258:906–914. <https://doi.org/10.31897/PMI.2022.95>
5. Закиров С.Н., Дроздов А.Н., Закиров Э.С. и др. Технико-технологические аспекты геомеханического воздействия на пласт. *Нефтегаз.RU*. 2018;(6):24–29.  
Zakirov S.N., Drozdov A.N., Zakirov E.S. et al. Technical and technological aspects of geomechanical impact on a formation. *Neftgaz.RU*. 2018;(6):24–29. (In Russ.)
6. Индрупский И.М., Ибрагимов И.И., Цаган-Манджиев Т.Н. и др. Лабораторная, численная и промышленная оценка эффективности циклического геомеханического воздействия на карбонатном коллекторе турнейского яруса. *Записки Горного института*. 2023;262:581–593. <https://doi.org/10.31897/PMI.2023.5>  
Indrupskiy I.M., Ibragimov I.I., Tsagan-Mandzhiev T.N. et al. Laboratory, numerical and field assessment of the effectiveness of cyclic geomechanical treatment on a tournaian carbonate reservoir. *Journal of Mining Institute*. 2023;262:581–593. <https://doi.org/10.31897/PMI.2023.5>
7. Fjær E., Holt R.M., Horsrud P. et al. *Petroleum related rock mechanics*. 2<sup>nd</sup> edition. Elsevier; 2008. 492 p.
8. Vajdova V., Baud P., Wong T.-F. Compaction, dilatancy, and failure in porous carbonate rocks. *Journal of Geophysical Research*. 2004;109:B05204. <https://doi.org/10.1029/2003jb002508>



9. Sari M., Sarout J., Poulet T. et al. The brittle–ductile transition and the formation of compaction bands in the Savonnières limestone: impact of the stress and pore fluid. *Rock Mechanics and Rock Engineering*. 2022;55:6541–6553. <https://doi.org/10.1007/s00603-022-02963-z>
10. Ji Y., Stephen H. A., Baud P., Wong T.-F. Characterization of pore structure and strain localization in Majella limestone by X-ray computed tomography and digital image correlation. *Geophysical Journal International*. 2015;200:700–719. <https://doi.org/10.1093/gji/ggu414>
11. Baud P., Vinciguerra S., David C. et al. Compaction and failure in high porosity carbonates: mechanical data and microstructural observations. *Pure and Applied Geophysics*. 2009;166:869–898. <https://doi.org/10.1007/s00024-009-0493-2>
12. Stefanov Yu.P., Chertov M.A., Aidagulov G.R., Myasnikov A.V. Dynamics of inelastic deformation of porous rocks and formation of localized compaction zones studied by numerical modeling. *Journal of the Mechanics and Physics of Solids*. 2011;59:2323–2340.
13. Chen X., Roshan H., Lv A. et al. The dynamic evolution of compaction bands in highly porous carbonates: the role of local heterogeneity for nucleation and propagation. *Progress in Earth and Planetary Science*. 2020;7(28). <https://doi.org/10.1186/s40645-020-00344-0>
14. Тимошенко С.П., Гудьер Дж. *Теория упругости*. М.: Наука; 1979. 560 с. (Ориг. вер.: Timoshenko S.P., Goodier J. *Theory of elasticity*. 3<sup>rd</sup> ed. N.-Y.: McGraw-Hill; 1970.)  
Timoshenko S.P., Goodier J. *Theory of elasticity*. 3<sup>rd</sup> ed. N.-Y.: McGraw-Hill; 1970. (Trans. ver.: Timoshenko S.P., Goodier J. *Theory of elasticity*. Moscow: Nauka Publ. House; 1979. 560 p. (In Russ.))
15. Zhang J., Standifird W.B., Shen X. Borehole stability in naturally deformable fractured reservoirs – a fully coupled approach. In: *SPE Annual Technical Conference Exhibition*. Scheveningen, The Netherlands, May 30, 2007. <https://doi.org/10.2118/107785-MS>

### Информация об авторах

**Илья Михайлович Индрупский** – доктор технических наук, главный научный сотрудник, заместитель директора по научной работе, Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, Российская Федерация; ORCID [0000-0002-0038-6279](https://orcid.org/0000-0002-0038-6279), Scopus ID [14015783600](https://scopus.com/authorid/14015783600), ResearcherID [G-2176-2014](https://orcid.org/G-2176-2014); e-mail [i-ind@ipng.ru](mailto:i-ind@ipng.ru)

**Екатерина Алексеевна Сухина** – студентка, Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, г. Москва, Российская Федерация; ORCID [0009-0007-0483-8723](https://orcid.org/0009-0007-0483-8723); e-mail [aesuhinina01@gmail.com](mailto:aesuhinina01@gmail.com)

**Юлия Владимировна Алексеева** – младший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, Российская Федерация; ORCID [0000-0001-5108-5874](https://orcid.org/0000-0001-5108-5874), ScopusID [57222130758](https://scopus.com/authorid/57222130758); e-mail [avajul@ipng.ru](mailto:avajul@ipng.ru)

### Information about the authors

**Ilya M. Indrupskiy** – Dr. Sci. (Eng.), Deputy Director for Research, Leading Researcher, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation; ORCID [0000-0002-0038-6279](https://orcid.org/0000-0002-0038-6279), Scopus ID [14015783600](https://scopus.com/authorid/14015783600), ResearcherID [G-2176-2014](https://orcid.org/G-2176-2014); e-mail [i-ind@ipng.ru](mailto:i-ind@ipng.ru)

**Ekaterina A. Sukhinina** – Student, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow, Russian Federation; ORCID [0009-0007-0483-8723](https://orcid.org/0009-0007-0483-8723); e-mail [aesuhinina01@gmail.com](mailto:aesuhinina01@gmail.com)

**Yulia V. Alekseeva** – Junior Researcher, Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation; ORCID [0000-0001-5108-5874](https://orcid.org/0000-0001-5108-5874), ScopusID [57222130758](https://scopus.com/authorid/57222130758); e-mail [avajul@ipng.ru](mailto:avajul@ipng.ru)

Поступила в редакцию 28.08.2024

Поступила после рецензирования 07.11.2024

Принята к публикации 13.01.2025

Received 28.08.2024

Revised 07.11.2024

Accepted 13.01.2025