

УДК 622.276

DOI: 10.52531/1682-1696-2025-25-1-3-11

Научная статья

EDN: BTYGRA

ВЛИЯНИЕ НЕОБРАТИМЫХ ДЕФОРМАЦИЙ НА РЕЗУЛЬТАТЫ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА

**А.Х. ШАХВЕРДИЕВ,
Д.И. НИКОРА**РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМ. СЕРГО ОРДЖОНИКИДЗЕ, МОСКВА,
РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

В статье исследуется влияние обратимых и необратимых деформаций горных пород на показатели разработки нефтяных месторождений, в том числе на результативность операции гидроразрыва пласта (ГРП). Анализируются различные модели изменения фильтрационно-ёмкостных свойств пород под воздействием перепада давления, включая линейные, экспоненциальные и степенные зависимости. Особое внимание уделяется учёту упругих, пластических и упругопластических деформаций при моделировании гидроразрыва пласта, что позволяет рассчитать более точные прогнозы геометрии трещины, ожидаемые дебиты скважин и в целом оценить эффективность воздействия на объекты разработки. Рассматриваются математические модели ГРП различной степени сложности – от аналитических моделей Христиановича – Гиртсма – де Клерка (KGD), Перкинса – Керна – Нордгрена (PKN) до трехмерных численных моделей Full3D. Проводится сравнительный анализ методов расчёта дебита горизонтальных скважин с учетом анизотропии проницаемости и частично необратимых изменений свойств пласта до и после воздействия ГРП. Демонстрируется необходимость учёта необратимых изменений для повышения достоверности прогнозов дебита скважин и эффективности мер по увеличению нефтеотдачи пластов.

Ключевые слова: гидроразрыв пласта, необратимые деформации, нефтеотдача залежей, трещиноватая среда, дебит горизонтальной скважины

Original article

THE EFFECT OF IRREVERSIBLE DEFORMATIONS ON THE RESULTS OF HYDRAULIC FRACTURING

**A.KH. SHAKHVERDIEV,
D.I. NIKORA**RUSSIAN STATE GEOLOGICAL PROSPECTING
UNIVERSITY NAMED AFTER SERGO
ORDZHONIKIDZE, MOSCOW, RUSSIAN
FEDERATION

The article examines the impact of reversible and irreversible deformations of rocks on the development of oil fields, including the effectiveness of hydraulic fracturing (FRACKING). Various models of changes in filtration and reservoir properties of rocks under the influence of pressure drop are analyzed, including linear, exponential, and power-law dependences. Special attention is paid to the consideration of elastic, plastic and elastoplastic deformations in hydraulic fracturing modeling, which makes it possible to calculate more accurate forecasts of fracture geometry, expected flow rates of wells and generally assess the effectiveness of impacts on development facilities. Mathematical models of hydraulic fracturing of varying degrees of complexity are considered, from the analytical models of Khristianovich–Geertsma–de Klerk (KGD), Perkins–Kern–Nordgren (PKN) to three-dimensional numerical models of Full3D. A comparative analysis of methods for calculating the flow rate of horizontal wells is carried out, taking into account the anisotropy of permeability and partially irreversible changes in reservoir properties before and after hydraulic fracturing. The necessity of taking into account irreversible changes is demonstrated in order to increase the reliability of well flow rate forecasts and the effectiveness of measures to increase oil recovery.

KEY WORDS: hydraulic fracturing, irreversible deformations, oil recovery, fractured environment, horizontal well flow rate

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность решения проблем с трудноизвлекаемыми запасами низкопроницаемых коллекторов только набирает обороты. Попытки решить пробле-

му с помощью гидроразрыва пласта (ГРП), создавая разного характера сети искусственных трещин, ставят новые задачи, связанные с необратимыми изменениями фильтрационно-ёмкостных свойств (ФЕС) коллекторов. Оценка влияния необратимых изменений ФЕС пород-коллекторов имеет критически важное значение как для разработки месторождений нефти и

газа в целом, так и при применении методов повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи, включая гидроразрыв пласта. Высокие перепады давления при «нагрузке и разгрузке» коллекторов в процессе разработки и гидроразрыва пласта вызывают смещение частиц породы, что приводит к закупорке пор, консолидации глинистых включений, замыканию естественных и искусственных трещин, вследствие чего происходит снижение пористости и проницаемости коллекторов. В крайних случаях может произойти облитерация – поры могут полностью схлопнуться, сделав породу предельно низкопроницаемой. Подобные изменения пористости и проницаемости, вызванные процессами «нагрузки–разгрузки» пласта, могут быть не только обратимыми, но и оставаться необратимыми, демонстрируя гистерезис пористости и проницаемости в зависимости от истории нагружения. К необратимым изменениям фильтрационно-емкостных свойств относятся снижение проницаемости и пористости под действием перепада давления. Важность учета необратимых изменений обусловлена рисками недостижения проектного коэффициента извлечения нефти (КИН) залежи, а также рисками значительных отклонений фактических дебитов от прогнозных, что зачастую наблюдается в практике ГРП.

Для описания влияния перепада давления в режиме «нагрузка-разгрузка» на пористость и проницаемость используются результаты как линейных, так и нелинейных экспериментальных и теоретических моделей.

Обратимые и необратимые изменения коэффициентов проницаемости и пористости находят подтверждение в многочисленных теоретических [1, 2, 5–7, 9, 13–23] и экспериментальных исследованиях [4, 10, 11, 24, 27].

Для описания изменений используют следующие модели:

Линейные модели. Обычно применяются для описания небольших изменений проницаемости в ограни-

ченном диапазоне давлений, где зависимость близка к линейной. Часто используются для упрощенного моделирования или на начальных этапах разработки, когда данных недостаточно для более сложных моделей.

Экспоненциальные модели. Подходят для описания значительного снижения проницаемости при увеличении давления, что часто наблюдается в слабоцементированных или трещиноватых породах. Экспоненциальная зависимость может хорошо отражать закрытие трещин или уплотнение породы под действием давления.

Степенные модели. Часто используются для описания изменения проницаемости в более широком диапазоне давлений и могут учитывать как упругие, так и пластические деформации породы при очень высоких давлениях.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ И ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ ЗАДАЧИ

Так, в Dong J. et al. [24] исследователи измеряли проницаемость и пористость осадочных пород в зависимости от давления. Эксперименты проводились путем увеличения, а затем уменьшения давления на образцы песчаника и сланцевой породы. Проницаемость песчаника менялась незначительно, в то время как проницаемость сланцевой породы оказалась гораздо более чувствительной к давлению из-за наличия микротрещин (рис. 1). Пористость же песчаника и сланца изменялась под давлением примерно одинаково. Подобные явления наблюдаются в породах с большим количеством глинистых включений. Авторы пришли к выводу, что степенная зависимость, а не экспоненциальная, лучше описывает полученные данные. Кроме того, часть изменений проницаемости и пористости, наблюдаемых при увеличении давления, оказалась частично или полностью необратимой при его снижении.

Петраков Д.Г. и др. [11] в лабораторных условиях изучали влияние изменения давления на проницае-

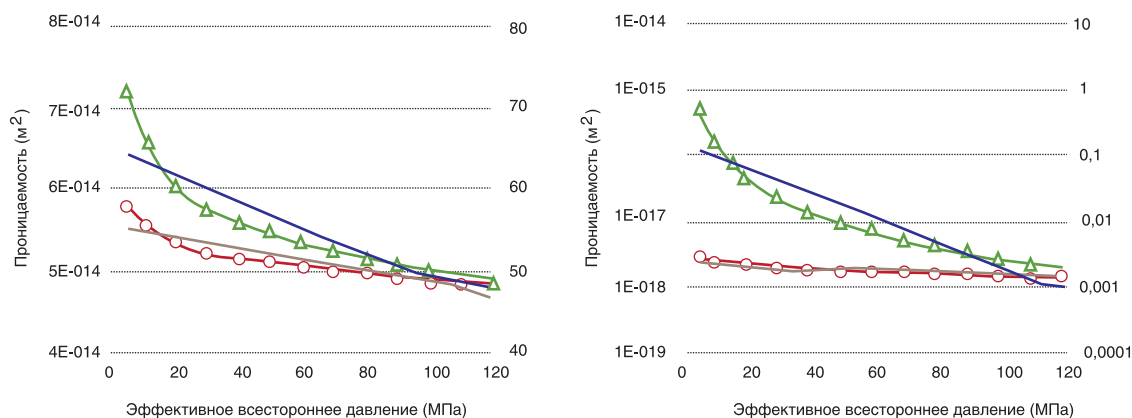


РИС. 1.
Кривые «нагрузки-разгрузки» песчаника и сланцевой породы [24]

мость песчаника и определили эмпирические коэффициенты, связывающие проницаемость и давление. Обнаружено, что в результате изменения давления в режиме «нагрузка–разгрузка» проницаемость снижается необратимо, особенно в среднезернистых песчаниках.

Kozhevnikov E.V. и др. [27] проанализировали существующие методы описания процесса снижения проницаемости с ростом изменения давления и на основе лабораторных и промысловых данных показали, что изменение проницаемости можно описать одинаковыми экспоненциальными и степенными уравнениями независимо от типа породы.

В работе Голодковской Г.А. и др. [4] было показано, что циклическая «нагрузка и разгрузка» в песчано-алевритовых породах при длительной эксплуатации подземных хранилищ газа может существенно уменьшить емкостно-фильтрационные параметры резервуаров, создаваемых в отработанных газоконденсатных месторождениях. Лабораторные исследования на модельных образцах, отвечающих по составу, пористости и прочности полевошпатовым песчаникам, подтвердили, что при реально существующих в подземных резервуарах пластовых давлениях происходит значительное уменьшение их пористости. Испытания, проведенные на песках, в условиях, близких к эксплуатационным, также показали, что в ходе циклически меняющегося эффективного давления происходит постепенное уменьшение их проницаемости.

Согласно работе Мищенко И.Т. и др. [10] в низкопроницаемых и слабосцементированных коллекторах Западной Сибири воздействие эффективного давления вызывает квазипластические деформации, включающие упругое уплотнение, коагматацию и облитерацию пор. Эти процессы приводят к необратимому снижению фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), проявляющимся в гистерезисе пористости и проницаемости.

Исходя из анализа более поздних исследований в данной области, можно прийти к выводу, что имеет место различие в оценке эффективности методов описания зависимости пористости и проницаемости от изменения давления, однако бесспорным является факт влияния давления на необратимые изменения ФЕС горных пород.

В данной статье подчеркивается необходимость учета упругой, пластической и упругопластической деформаций горных пород, в том числе в моделировании гидроразрыва пласта, поскольку эти эффекты могут существенно влиять на геометрию трещины, эффективность воздействия и распределение напряжений в пласте. Рассматривается влияние пластических деформаций на околотрещинную зону, а также влияние упругопластических свойств на распространение трещины, что позволяет получить более точные

прогнозы дебита скважин и оптимизировать показатели разработки.

Результаты исследований [1, 5, 9, 13, 15–19] демонстрируют, что циклические изменения давления, схематично имитирующие процессы «нагрузки–разгрузки», приводят к необратимой потере исходных значений проницаемости и пористости упругопластических горных пород (рис. 2). Это подчеркивает важность учета эффекта необратимых деформаций при прогнозировании долгосрочной продуктивности коллекторов, подвергающихся циклическим «нагрузкам–разгрузкам».

Коэффициент проницаемости и пористости в случае линейной зависимости проницаемости от давления для упругопластического режима рассчитывается по формуле:

$$k = k_0 \left\{ \frac{[1 + \alpha_{k0}(P_i - P_0)] \times \{[1 + \alpha_{k0}[1 + \eta_k(P_i - P_0)](P - P_0)]\}}{1 + \alpha_{k0} [1 + \eta_k(P_i - P_0)](P_i - P_0)} \right\} \quad (1)$$

$$m = m_0 \left\{ \frac{[1 + \alpha_{m0}(P_i - P_0)] \times \{[1 + \alpha_{m0}[1 + \eta_m(P_i - P_0)](P - P_0)]\}}{1 + \alpha_{m0} [1 + \eta_m(P_i - P_0)](P_i - P_0)} \right\}$$

где k – проницаемость, зависящая от перепада давления; k_0 – начальная проницаемость при начальном пластовом давлении; α_k – коэффициент изменения проницаемости; P_0 – начальное пластовое давление; P_i – текущее пластовое давление, η_k – коэффициент необратимого изменения проницаемости в зависимости от давления; m – пористость, зависящая от перепада давления; m_0 – начальная пористость при начальном пластовом давлении; α_m – коэффициент изменения пористости; η_m – коэффициент необратимого изменения пористости в зависимости от давления.

МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА

Оценка значимости необратимых изменений фильтрационно-емкостных свойств пород-

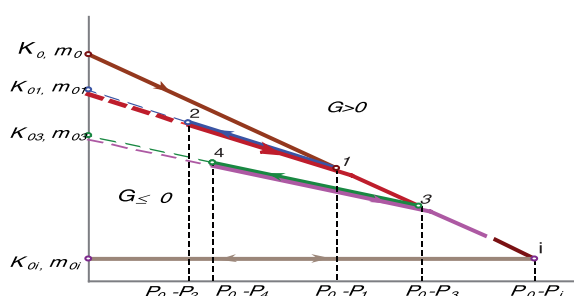


Рис. 2.

Характер изменения коэффициентов пористости и проницаемости в зависимости от изменения давления в элементе пласта, представленного упругопластическими породами [9, 13, 15–19]

коллекторов, как подчеркивалось выше, является фундаментальной для корректного прогнозирования разработки месторождений и эффективности методов повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти, включая ГРП. Именно учет этих зависимых от давления и потенциально необратимых изменений проницаемости становится критически важным при построении математических моделей ГРП. Для адекватного моделирования процессов ГРП и прогнозирования его долгосрочного эффекта необходимо использовать модели, способные учитывать не только геометрию трещины и технологические параметры процесса, но и динамику изменения свойств пласта под воздействием перепада давления. Существующие математические модели ГРП различаются по уровню сложности и детализации описания процессов. В самом начале изучения и моделирования ГРП были разработаны аналитические модели, которые, несмотря на ряд упрощений, заложили основу для понимания ключевых механизмов развития трещины и до сих пор находят применение для экспресс-оценок и в качестве базовых элементов более сложных моделей.

Аналитические модели

1. Модель Христиановича – Гиртсма – де Клерка (KGD). Предсказания модели KGD являются физически достоверными в случае, когда высота трещины много больше ее длины, это выполняется в самом начале роста трещины от интервала перфорации [8].

2. Модель Перкинса – Керна – Нордгрена (PKN). Модель описывает течение жидкости в трещине эллиптического сечения, рост трещины в длину и ее раскрытие с учетом эффекта утечек. Трещина считается фиксированной по высоте [8].

3. Модель радиальной трещины. Радиальная модель описывает рост трещины ГРП в случае отсутствия контраста горных напряжений в плоскости трещины. На практике такое происходит при образовании трещины ГРП на малых глубинах, когда вертикальное составляющее тензора напряжений меньше горизонтальных составляющих. Трещина при этом развивается в горизонтальной плоскости, и горное давление, действующее на трещину, можно считать однородным. Радиальная модель также может использоваться для описания эволюции трещины в начальный момент времени при ее инициализации из точечной перфорации [8].

Псевдотрехмерные модели (Pseudo3D, Planar3D)

Модели Pseudo3D можно разделить на два типа: параметрические (Lumped-P3D) и кусочно заданные (Cell-based-P3D). В первой трещина описывается двумя сочлененными эллипсоидами, а во второй – на-

бором связанных ячеек, каждая из которых характеризуется раскрытием. Все модели класса Pseudo3D отличает то, что они основаны на разбиении расчетной области на элементы, в пределах которых происходит решение аналитической модели, а между собой элементы связаны уравнением баланса массы [8].

Отличием Planar3D модели от Pseudo3D является то, что она подразумевает решение трехмерной геомеханической задачи нахождения реакции среды на трещину и решения двумерного уравнения течения жидкости в трещине. При таком подходе отсутствует какое-либо выделенное направление, вдоль которого решаются упрощенные уравнения, как вертикальное направление в Pseudo3D модели. Planar3D модели считаются очень точными, но они требовательны к вычислительным ресурсам [8].

Трехмерные модели (Full3D)

В полностью трехмерных (Full3D) моделях отсутствуют ограничения на геометрию трещины, что делает их наиболее физически достоверными. Однако высокие вычислительные затраты ограничивают использование подобных моделей в производственной инженерной практике. Как правило, данные модели используются преимущественно для теоретических научно-исследовательских целей [8].

Большой интерес вызывает симуляторы гидродинамические и ГРП. Для практического применения и инженерного анализа процессов гидроразрыва пласта в нефтегазовой отрасли существует широкий спектр гидродинамических симуляторов и симуляторов гидроразрыва пласта, которые используют различные подходы и модели развития трещин.

Сравнение симуляторов ГРП по типу используемых моделей представлено в таблице 1.

ТАБЛИЦА 1.

Сравнение симуляторов ГРП

Планарная трехмерная Planar3D (PL3D)		РН-ГРИД
		Kinetix
		StimPlan
		GOHFER
		Симулятор трещин ГРП tNavigator
Псевдотрехмерные Pseudo3D (P3D)	Lumped (LP)	MFrac
		FRACPRO
	Cell-based (CB)	FracCADE
		StimPlan

Планарная трехмерная PL3D (РН-ГРИД, симулятор трещин ГРП tNavigator) модель обеспечивает более детальное и реалистичное представление процессов, но требует больших вычислительных ресурсов и данных в отличие от Р3D модели, предлагающей упрощенный, но более быстрый и менее требовательный к ресурсам подход.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДЕБИТА ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Необходимо установить количественную оценку дебитов скважин от обратимых, необратимых и частично необратимых изменений проницаемости в зависимости перепада давления в различных условиях применения технологии ГРП.

Расчету дебита горизонтальных скважин посвящены многочисленные исследования, результатами которых стали различные аналитические методики и эмпирические формулы. Каждый из предложенных подходов имеет свои особенности и области применения.

Дебит горизонтальной скважины согласно исследованиям [3]:

$$q = \frac{2\pi kh}{\mu} \frac{P_k - P_c}{\ln \frac{4R_k}{L} + \frac{h}{L} \ln \frac{h}{2\pi r_c}} \quad (2)$$

где q – дебит жидкости ($\text{м}^3/\text{сут}$); k – проницаемость пласта (в мД или Дарси); h – толщина продуктивного пласта (м); μ – вязкость жидкости (сПз); P_k – пластовое давление (Па); P_c – давление на забое скважины (Па); R_k – радиус контура питания (м); L – длина горизонтального ствола (м); r_c – радиус скважины (м).

Формула предполагает радиальное течение флюида в горизонтальной плоскости и линейное течение в вертикальной плоскости. Она может быть менее точной для сложных геометрий пласта или при наличии анизотропии проницаемости.

Формула дебита горизонтальной скважины представлена в работе Giger F.M., Reiss L.H., Jourdan A.P. [25]:

$$q = \frac{2\pi kh}{\mu} \frac{P_k - P_c}{\ln \frac{1 + \sqrt{1 - (\frac{L}{2R_k})^2}}{\frac{L}{2R_k}} + \frac{h}{L} \ln \frac{h}{2\pi r_c}} \quad (3)$$

Формула (3) лучше учитывает влияние длины горизонтального ствола относительно радиуса контура питания (L/R_k) на характер течения.

В работе Joshi S.D. [26] была предложена формула определения дебита горизонтальной скважины, учитывающая анизотропию пласта по проницаемости:

$$q = \frac{2\pi k_r h}{\mu} \frac{P_k - P_c}{\ln \frac{a + \sqrt{a^2 - (\frac{L}{2})^2}}{\frac{L}{2}} + \frac{\beta h}{L} \ln \frac{\beta h}{2r_c}} \quad (4)$$

Где большая полуось эллипса равна:

$$a = \frac{L}{2} \left[\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left(\frac{2R_k}{L} \right)^4} \right]^{\frac{1}{2}}$$

Анизотропия учитывается при помощи следующего параметра:

$$\beta = \sqrt{\frac{k_r}{k_v}}$$

где k_r – радиальная проницаемость; k_v – вертикальная проницаемость.

Формула (4) лучше учитывает эллиптическую форму области дренирования, которая более реалистична для горизонтальных скважин, чем чисто радиальная форма. Это делает ее более точной, особенно для скважин с большой длиной горизонтального ствола и в условиях ограниченного контура питания.

В работе Чарного И.А. [12] предложена следующая формула для условия, когда горизонтальный ствол скважины расположен симметрично контуру питания:

$$Q = \frac{2\pi kh (P_k - P_c)}{\mu \left[\frac{2\pi H}{h} + \ln \frac{h}{2\pi r_c} \right]} \quad (5)$$

Таблица 2 демонстрирует сравнение прогнозных дебитов жидкости для двух горизонтальных скважин, полученных с использованием вышеуказанных моделей [3, 25, 26, 12], а также прогноз дебита после гидро разрыва пласта (ГРП), рассчитанный в программном комплексе РН-ГРИД.

Исходные данные, использованные для расчетов дебитов скважин, представлены в таблице 3. При этом в таблице заданы количественные изменения проницаемости – обратимые и частично необратимые.

ТАБЛИЦА 2.

Результаты расчета дебита горизонтальных скважин различными методами

Q, м³/сут	Чарный И.А.	Giger	Joshi	Ю.Т.Борисова и В.П.Табакова	Ожидаемый дебит жидкости по результатам ГРП (рассчитанный в РН-ГРИД)
1 скважина	361	539	1114	513	76
2 скважина	203	301	624	287	81

ТАБЛИЦА 3.

Параметры для расчета дебитов скважин

Параметр		Исходные данные (1 скв.)	Исходные данные (2 скв.)
k_0	Проницаемость без учёта необратимых деформаций, m^2	8,364E-15	1,173E-14
k_r	Проницаемость горизонтальная, m^2	1,6728E-14	2,346E-14
k_v	Проницаемость вертикальная, m^2	4,182E-15	5,865E-15
β	Коэффициент анизотропии	2	2
a	Большая полуось эллипса	601	611
L	Длина горизонтального участка, м	100	100
H	Расстояние от скважины до границы пласта, м	2	2
h	Толщина пласта, м	6	6
r_c	Радиус скважины, м	0,068	0,068
R_k	Радиус контура, м	600	610
P_c	Забойное давление, Па	10 132 500	10 132 500
P_k	Пластовое давление, Па	22 696 800	19 961 025
P_0	Начальное пластовое давление, Па	26 648 475	26 648 475
$P_k - P_0$	Разница между начальным и текущим пластовым давлением, Па	3 951 675	6 687 450
μ	Динамическая вязкость, $Pa \cdot s$	0,0002	0,00039
a_{k0}	Коэффициент изменения проницаемости	5,06114E-08	2,99068E-08
η_k	Коэффициент необратимого изменения проницаемости в зависимости от давления	2,53057E-07	1,49534E-07
k	Проницаемость с учётом необратимых деформаций, m^2	6,6912E-15	9,384E-15

МОДИФИКАЦИЯ УРАВНЕНИЯ И.А. ЧАРНОГО С УЧЕТОМ НЕОБРАТИМЫХ ДЕФОРМАЦИЙ

Результаты сравнения расчетных значений с ожидаемыми дебитами, полученными с помощью программного комплекса РН-ГРИД, показали, что формула Чарного дала наиболее близкие значения к реальным данным. Однако, несмотря на то что формула Чарного показала лучшую согласованность с результатами численного моделирования, она все еще несколько завышает прогнозные дебиты по сравнению с фактическими значениями. Это может быть связано с тем, что традиционная формула Чарного не учитывает необратимые деформации горных пород, которые возникают в результате изменения давления в пласте и могут значительно снижать проницаемость.

В процессе эксплуатации скважины давление в пласте снижается, что приводит к уменьшению проницаемости. Это явление особенно актуально для упругопластических пород, где наблюдается как обратимое, так и необратимое изменение свойств фильтрации. Для более точного прогнозирования дебитов необходимо учесть это снижение проницаемости.

Предлагается модифицировать формулу Чарного, заменив начальную проницаемость на проницаемость, которая учитывает влияние необратимых деформаций, возникающих под действием перепада давления.

Решение уравнений (5) с подстановкой (1) позволит получить конечный результат дебита с учетом необратимых изменений проницаемости.

В качестве примера предлагается сравнение дебитов, рассчитанных с учетом и без учета обратимых и необратимых деформаций в таблице 4.

Расчеты дебита горизонтальной скважины с учетом необратимых деформаций при различных значениях коэффициентов изменения проницаемости (a_{k0}) и коэффициентов необратимого изменения проницаемости (η_k) и без учета необратимых деформаций показывают существенную разницу в оценке дебита относительно значения, рассчитанного в программном комплексе РН-ГРИД.

Из таблицы очевидно, что с ростом необратимых изменений наблюдается снижение проницаемости и, соответственно, продуктивности скважины, что в итоге приводит совпадению ожидаемого дебита, рассчитанного РН-ГРИД с дебитом, учитывающим необратимые изменения проницаемости.

ТАБЛИЦА 4.

Сравнение дебитов, рассчитанных с учетом и без учета необратимых деформаций

№	$a_{\text{ко}} 10^{-8}$	$\eta k 10^{-8}$	Проницаемость с учетом необратимых деформаций, $\text{м}^2 10^{-15}$	Дебит по И.А. Чарному (с учетом необратимых деформаций), $\text{м}^3/\text{сут}$	Дебит по И.А. Чарному (без учета необратимых деформаций), $\text{м}^3/\text{сут}$	Ожидаемый дебит жидкости по результатам ГРП (рассчитанный в РН-ГРИД), $\text{м}^3/\text{сут}$
1	13	4	4,18	180	361	76
2	15	5	3,34	144		
3	20	7	1,76	76		

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Бесспорно, существенное влияние обратимых, полностью необратимых и частично необратимых изменений проницаемости и пористости на показатели разработки, в том числе на результаты ГРП.

2. Фиксирование и оценка влияния обратимых, полностью необратимых или частично необратимых изменений проницаемости при «нагрузке–разгрузке» пласта позволяет внести поправки в дизайн ГРП и получить более достоверный результат по оценке конечного значения дебита скважины, а также предложить более объективный прогноз об эффективности ГРП.

3. Учет необратимых деформаций при моделировании в современных гидродинамических симуляторах играет ключевую роль, так как позволяет значительно повысить достоверность прогнозов поведения пласта в реальных условиях эксплуатации. Включение параметров, отражающих влияние пластических деформаций породы на проницаемость, обеспечивает более точную оценку дебита скважин и эффективности применяемых технологий, таких как ГРП. Это особенно важно для долгосрочного планирования добычи, поскольку позволяет учесть накопительный эффект давления и предотвратить значительные расхождения между расчетными и фактическими данными.

ЛИТЕРАТУРА

- Абасов М.Т., Горбунов А.Т., Шахвердиев А.Х. Определение параметров пласта при пластическом режиме фильтрации // Нефтепромысловое дело. 1981. № 5. С. 3–6.
- Баренблатт Г.И., Крылов А.П. Об упругопластическом режиме фильтрации // Механика и машиностроение. 1964. №2 С. 5–13.
- Борисов Ю.П., Пилатовский В.П., Табаков В.П. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами. М.: Изд-во Недр, 1964.
- Голодковская Г.А., Калинин И.В., Филимонов Ю.А., Хлопцов В.Г. Изменение деформационных и емкостно-фильтрационных свойств песчано-алевритовых пород при эксплуатации подземных хранилищ газа // Вестник Московского университета. 2008. Сер. 4. Геология. №3. С. 32–40.
- Горбунов А.Т. Разработка аномальных нефтяных месторождений. М.: «Недра», 1981. 239 с.
- Горбунов А.Т., Шахвердиев А.Х. Исследование фильтрации реальной газированной нефти в упругопластической деформируемой среде // СНТ ВНИИ. № 68, 1979. С. 106–115.
- Горбунов А.Т., Шахвердиев А.Х. Об установлении оптимального забойного давления при упругопластическом режиме фильтрации // НТС ВНИИ 1977. №61. С. 122–129.
- Есипов Д.В., Куранак Д.С., Лапин В.Н., Черный С.Г. Математические модели гидроразрыва пласта // Вычислительные технологии. 2014. Т. 19. № 2. С. 33–61.
- Мирзаджанзаде А.Х., Шахвердиев А.Х. Динамические процессы в нефтегазодобыче: системный анализ, диагноз, прогноз. М.: «Наука», 1997. 253 с.
- Мищенко И.Т., Бравичева Т.Б., Бравичев К.А., Раянов Р.Р. Низкопроницаемые коллекторы. Повышение эффективности разработки с использованием современных технологий.
- Петраков Д.Г., Пеньков Г.М., Золотухин А.Б. Экспериментальное исследование влияния горного давления на проницаемость песчаника // Записки Горного института. 2022. Т. 254. С. 244–251. DOI: 10.31897/PMI.2022.24
- Чарный И.А. Подземная гидромеханика. Выпуск 3, М.: ОГИЗ. 1954.
- Шахвердиев А.Х. Расчет дебита жидкости во времени до прорыва воды и после него в круговую галерею при упругом и пластическом режимах фильтрации / Известия Академии наук Азербайджанской ССР. 1984. Т. 40. № 1. С. 53–61.
- Шахвердиев А.Х. Способ определения технологической эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов. Патент на изобретение RU 2149256 C1, 20.05.2000. Заявка № 99126412/03 от 22.12.1999.
- Шахвердиев А.Х. Влияние гистерезисных явлений в нефтедобыче на коэффициент извлечения

- нефти // Нефтяное хозяйство. 2024. № 6. С. 92–97.
16. ШАХВЕРДИЕВ А.Х. Исследование процесса фильтрации жидкости в чистотрещиноватом пласте с упругопластическими породами // Известия Академии наук Азербайджанской ССР. 1981. Т. 37. № 4. С. 96–100.
 17. ШАХВЕРДИЕВ А.Х. Исследование фильтрации однородной жидкости в деформируемых чистотрещиноватых коллекторах // Известия Академии наук Азербайджанской ССР. Серия Наук о земле. 1983. № 1. С. 80–85.
 18. ШАХВЕРДИЕВ А.Х. Определение параметров пластов при упругопластическом режиме фильтрации // Известия Академии наук Азербайджанской ССР. 1979. Т. 35. № 4. С. 93–101.
 19. ШАХВЕРДИЕВ А.Х., АРЕФЬЕВ С.В. Негативное влияние гистерезисных явлений на процесс разработки месторождений нефти и газа // Вестник РАЕН. 2024. Т. 24. № 1. С. 1–3.
 20. ШАХВЕРДИЕВ А.Х., АРЕФЬЕВ С.В., ДАВЫДОВ А.В. Трудноизвлекаемые запасы недонасыщенных нефтью коллекторов // Геология и недропользование. 2022. № 5 (9). С. 78–87.
 21. ШАХВЕРДИЕВ А.Х., ДЕНИСОВ А.В., МАХЕЦКАЯ Э.В. Предотвращение гистерезисных явлений при фильтрации газированной нефти в пластах с необратимым характером деформаций пород на глубокозалегающих месторождениях: научная статья в сборнике конференции. В книге: Тюмень 2021 Управление недрами как кросс-функциональный процесс. Мат-лы 7-й научно-практической конференции по разведке нефти и газа. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202150060>.
 22. ШАХВЕРДИЕВ А.Х., МАНДРИК И.Э., ШАРИФУЛЛИН Ф.А. Способ определения технологической эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов. Патент на изобретение RU 2095548 C1, 10.11.1997. Заявка № 97104539/03 от 28.03.1997.
 23. ШАХВЕРДИЕВ А.Х., ПАНАХОВ Г.М., СУЛЕЙМАНОВ Б.А., АББАСОВ Э.М., ЧУКЧЕЕВ О.А., ГАЛЕЕВ Ф.Х. Способ гидроразрыва пласта. Патент на изобретение RU 2122111 C1, 20.11.1998. Заявка № 97109098/03 от 16.06.1997.
 24. DONG J., HSU J., WU W. ET AL. Stress-dependence of the permeability and porosity of sandstone and shale from TCDP Hole-A // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. 2010. Vol. 47. Iss. 7. P. 1141–1157. DOI: 10.1016/j.ijrmms.2010.06.019
 25. GIGER F.M., REISS L.H., JOURDAN A.P. “The Reservoir Engineering Aspects of Horizontal Drilling, SPE13024,” presented at SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, USA, 1984.
 26. JOSHI S.D. “Augmentation of Well Productivity With Slant and Horizontal Wells, SPE15375,” presented at SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, 5-8 October, 1986.
 27. KOZHEVNIKOV E.V., TURBAKOV, M.S., RIABOKON, E.P., POPLYGIN V.V. Effect of Effective Pressure on the Permeability of Rocks Based on Well Testing Results. *Energies* 2021, 14, 2306. <https://doi.org/10.3390/en14082306>

REFERENCES

1. ABASOV M.T., GORBUNOV A.T., SHAKHVERDIEV A.KH. Determination of reservoir parameters under plastic filtration conditions. *Neftepromyslovoye delo*. 1981;(5):3–6. (In Russian).
2. BARENBLATT G.I., KRYLOV A.P. On the elastic-plastic filtration condition. *Mekhanika i mashinostroyeniye*. 1964;(2): 5–13. (In Russian).
3. BORISOV YU.P., PILATOVSKY V.P., TABAKOV V.P. Development of oil fields by horizontal and multilateral wells. Moscow: Nedra, 1964. (In Russian).
4. GOLODKOVSKAYA G.A., KALINICHENKO I.V., FILIMONOV YU.L., KHLOPTSOV V.G. Changes in deformation and capacity-filtration properties of sandy-siltstone rocks during operation of underground gas storage facilities. *Vestnik Moskovskogo universiteta*, Ser. 4. Geologiya. 2008;(3):32–40. (In Russian).
5. GORBUNOV A.T. Development of abnormal oil fields. Moscow: Nedra. 1981:239. (In Russian).
6. GORBUNOV A.T., SHAKHVERDIEV A.KH. Study of filtration of real gasified oil in elastic-plastic deformable medium. *SNT VNII*. 1979;(68):106–115. (In Russian).
7. GORBUNOV A.T., SHAKHVERDIEV A.KH. On establishing optimal bottomhole pressure in elastic-plastic filtration mode. *NTS VNII*. 1977;(61):122–129. (In Russian).
8. ESIPOV D.V., KURANAKOV D.S., LAPIN V.N., CHERNY S.G. Mathematical models of hydraulic fracturing. *Vychislitel'nyye tekhnologii*. 2014;19,(2): 33–61. (In Russian).
9. MIRZAJANZADE A.KH., SHAKHVERDIYEV A.KH. Dynamic processes in oil and gas production: systems analysis, diagnosis, forecast. Moscow: Nauka. 1997: 253. (In Russian).
10. MISHCHENKO I.T., BRAVICHEVA T.B., BRAVICHEV K.A., RAYANOV R.R. Low-permeability reservoirs. Increasing development efficiency using modern technologies. *Delovoy zhurnal Neftegaz.RU*. 2020. (In Russian).
11. PETRAKOV D.G., PENKOV G.M., ZOLOTUKHIN A.B. Experimental study of the effect of rock pressure on sandstone permeability. *Zapiski Gornogo instituta*. 2022; 254:244–251. DOI: 10.31897/PMI.2022.24 (In Russian).
12. CHARNY I.A. Underground hydromechanics; 3, Moscow: OGIZ. 1954. (In Russian).
13. SHAKHVERDIYEV A.KH. Calculation of liquid flow rate over time before and after water breakthrough into a circular gallery under elastic and plastic filtration

- conditions. *Izvestiya Akademii nauk Azerbaydzhanskoy SSR*. 1984; 40; (1): 53–61. (In Russian).
14. **SHAKHVERDIEV A.KH.** Method for determining the technological efficiency of methods for enhancing oil recovery. Patent for invention RU 2149256 C1, 20.05.2000. (In Russian).
 15. **SHAKHVERDIEV A.KH.** Effect of hysteresis phenomena in oil production on the oil recovery factor. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2024; (6):92–97. (In Russian).
 16. **SHAKHVERDIEV A.KH.** Study of the process of fluid filtration in a purely fractured reservoir with elastic-plastic rocks. *Izvestiya Akademii nauk Azerbaydzhanskoy SSR*. 1981;37;(4):96–100. (In Russian).
 17. **SHAKHVERDIEV A.KH.** Study of filtration of homogeneous fluid in deformable purely fractured reservoirs. *Izvestiya Akademii nauk Azerbaydzhanskoy SSR. Series of Earth Sciences*. 1983;(1):80–85. (In Russian).
 18. **SHAKHVERDIEV A.KH.** Determination of reservoir parameters under elastic-plastic filtration conditions. *Izvestiya Akademii nauk Azerbaydzhanskoy SSR*. 1979; 35; (4): 93–101. (In Russian).
 19. **SHAKHVERDIEV A.KH., AREFIEV S.V.** Negative influence of hysteresis phenomena on the process of oil and gas field development. *Vestnik RAYEN*. 2024;V;24. (1):3–1. (In Russian).
 20. **SHAKHVERDIEV A.KH., AREFIEV S.V., DAVYDOV A.V.** Hard-to-recover reserves of undersaturated oil reservoirs. *Geologiya i nedropol'zovaniye*. 2022; 5(9): 78–87. (In Russian).
 21. **SHAKHVERDIEV A.KH., DENISOV A.V., MAKHETSKAYA E.V.** Prevention of hysteresis phenomena during filtration of gassed oil in formations with irreversible rock deformations in deep-seated fields: scientific article in the conference proceedings. In the book: Tyumen 2021 Subsoil management as a cross-functional process. Proceedings of the 7th scientific and practical conference on oil and gas exploration. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202150060>. (In Russian).
 22. **SHAKHVERDIEV A.KH., MANDRIK I.E., SHARIFULLIN F.A.** Method for determining the technological efficiency of enhanced oil recovery methods. Patent for invention RU 2095548 C1, 10.11.1997. (In Russian).
 23. **SHAKHVERDIEV A.KH., PANAKHOV G.M., SULEIMANOV B.A., ABBASOV E.M., CHUKCHEEV O.A., GALEEV F.KH.** Method of hydraulic fracturing. Patent for invention RU 2122111 C1, 20.11.1998. (In Russian).
 24. **DONG J., HSU J., WU W. ET AL.** Stress-dependence of the permeability and porosity of sandstone and shale from TCDP Hole-A. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*. 2010; 47;7:1141–1157. DOI: 10.1016/j.ijrmms.2010.06.019
 25. **GIGER F.M., REISS L.H., JOURDAN A.P.** “The Reservoir Engineering Aspects of Horizontal Drilling, SPE13024,” presented at SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, USA, 1984.
 26. **JOSHI S. D.** “Augmentation of Well Productivity With Slant and Horizontal Wells, SPE15375,” presented at SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, 5–8 October, 1986.
 27. **KOZHEVNIKOV E.V., TURBAKOV M.S., RIABOKON E.P., POPLYGIN V.V.** Effect of Effective Pressure on the Permeability of Rocks Based on Well Testing Results. *Energies*. 2021, 14, 2306. <https://doi.org/10.3390/en14082306>.

Шахвердиев Азизага Ханбаба оглы,

д.т.н., зав. кафедрой «Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений» Российского государственного геологоразведочного университета им. Серго Орджоникидзе

✉ 117997, г. Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23,
117997, Moscow, st. Miklouho-Maklaya, 23
e-mail: ah_shah@mail.ru

Никора Даниил Иванович,

аспирант Российского государственного геологоразведочного университета им. Серго Орджоникидзе

✉ 117997, г. Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23,
117997, Moscow, st. Miklouho-Maklaya, 23
тел.: +7 (999) 679-92-56,
e-mail: daniilnikora019@gmail.com