ISSN 2411-3336; e-ISSN 2541-9404

ЗАПИСКИ ГОРНОГО ИНСТИТУТА

Journal of Mining Institute

Сайт журнала: pmi.spmi.ru



Научная статья

Лабораторная, численная и промысловая оценка эффективности циклического геомеханического воздействия на карбонатном коллекторе турнейского яруса

И.М.ИНДРУПСКИЙ[1] ✉, **И.И.ИБРАГИМОВ**[2], **Т.Н.ЦАГАН-МАНДЖИЕВ**[1], **А.А.ЛУТФУЛЛИН**[3], **А.П.ЧИРКУНОВ**[3], **Р.И.ШАКИРОВ**[3], **Ю.В.АЛЕКСЕЕВА**[1]

[1] *Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия*

[2] *Альметьевский государственный нефтяной институт, Альметьевск, Россия*

[3] *СП «Татнефть-Добыча», Альметьевск, Россия*

***Как цитировать эту статью*:** Индрупский И.М., Ибрагимов И.И., Цаган-Манджиев Т.Н., Лутфуллин А.А., Чиркунов А.П., Шакиров Р.И., Алексеева Ю.В. Лабораторная, численная и промысловая оценка эффективности циклического геомеханического воздействия на карбонатном коллекторе турнейского яруса // Записки Горного института. 2023. Т. 262. С. 581-593. EDN GSVEJA. DOI: 10.31897/PMI.2023.5

Аннотация. Рассматриваются результаты работ по оценке эффективности применения метода циклического геомеханического воздействия на карбонатный коллектор турнейского яруса. Представлен анализ выполненных лабораторных экспериментов по оценке изменения проницаемости образцов турнейского яруса при циклическом изменении порового давления. Основной вывод состоит в положительной избирательности циклического геомеханического воздействия: прирост проницаемости наблюдается для образцов, насыщенных углеводородами (керосином) с остаточной водой, при этом максимальный прирост характерен для наиболее плотных образцов. В водонасыщенных образцах проницаемость после воздействия снижается. Таким образом, циклическое геомеханическое воздействие улучшает условия дренирования уплотненных нефтенасыщенных интервалов. Также подтвержден вывод о том, что циклическое геомеханическое воздействие снижает давление разрыва в карбонатных коллекторах. Путем расчетов на детализированных секторных моделях с учетом результатов лабораторных экспериментов оценен возможный прирост коэффициента продуктивности при циклическом геомеханическом воздействии при различной амплитуде воздействия. Представлена интерпретация результатов опытно-промышленных работ по апробации циклического геомеханического воздействия на скважине, эксплуатирующей карбонатный коллектор турнейского яруса, включая контрольные гидродинамические и промыслово-геофизические исследования. Прирост коэффициента продуктивности по жидкости оценивается в 44-49 %, по нефти – в 21-26 % при более равномерном профиле притока после воздействия. Итоги опытно-промышленных работ подтверждают выводы о механизмах и особенностях циклического геомеханического воздействия, полученные по результатам лабораторных исследований и секторного моделирования.

***Ключевые слова*:** циклическое геомеханическое воздействие; карбонатный коллектор; зависимость проницаемости от давления; микротрещиноватость; коэффициент продуктивности; прирост продуктивности; профиль притока; секторные модели; ОПР; ГДИ

Благодарность. Представленные результаты получены в рамках совместных исследований АГНИ и ПАО «Татнефть», а также выполнения государственного задания ИПНГ РАН по теме «Совершенствование методов моделирования, лабораторных и промысловых исследований для создания новых технологий эффективного экологически чистого извлечения углеводородов в сложных горно-геологических условиях» (122022800272-4).

Поступила: 20.06.2022 ***Принята: 17.11.2022*** ***Онлайн: 05.05.2023*** ***Опубликована: 28.08.2023***

Введение. Нефтедобывающие компании уделяют все больше внимания значительным запасам углеводородов в карбонатных коллекторах. При этом эффективность их извлечения ниже, чем для терригенных пластов. Возрастающий интерес недропользователей становится причиной развития технологий, нацеленных именно на карбонатные объекты. Метод циклического геомеханического воздействия (ЦГВ) состоит в организации на скважине высокоамплитудных циклов

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

с последовательным созданием депрессии и репрессии на пласт. Предполагаемый механизм влияния связан с образованием вокруг скважины зоны разуплотнения с улучшенными фильтрационными свойствами. Карбонатные породы отличаются хрупкостью, а в их структуре (наряду с первичной пустотностью) есть система естественных трещин разного масштаба [1]. Под действием меняющихся эффективных напряжений в процессе разработки происходит деформация коллектора, для изучения которой применяются методы и модели геомеханики [2, 3].

Теоретические, экспериментальные и численные геомеханические исследования карбонатных коллекторов используются для решения различных задач:

• прогнозирования параметров естественной трещиноватости [4] и влияния разломов на распределение напряжений в карбонатном пласте [5] для оптимизации размещения скважин;

• совершенствования дизайна проппантного [6] и кислотного [7] гидравлического разрыва пласта (ГРП) для эффективной добычи углеводородов из плотных низкопроницаемых карбонатных коллекторов;

• оценки взаимовлияния гидродинамических процессов и изменений напряженно-деформированного состояния на фильтрационные параметры матрицы и системы трещин при добыче газа [8];

• выбора оптимального метода повышения нефтеотдачи с учетом влияния состава нагнетаемой воды на динамику деформационных процессов [9];

• прогнозирования влияния кислотного воздействия на механическую устойчивость ствола и уплотнение коллектора в окрестности стимулируемых горизонтальных скважин [10];

• оценки влияния термических [11] и геохимических [12, 13] процессов при подземном захоронении диоксида углерода на изменение геомеханических характеристик карбонатного коллектора и связанные с ним риски потери герметичности хранилища;

• учета различного характера и количественных характеристик деформаций матрицы и трещин коллектора по экспериментальным данным для более точного прогнозирования осадки горных пород при истощении месторождений [14] и оптимизации режимов эксплуатации скважин [15] и др.

Возможность увеличения проницаемости карбонатного коллектора в околоскважинной зоне при глубоком снижении и последующем восстановлении давления экспериментально показана группой исследователей под руководством С.Н.Закирова применительно к месторождению Тенгиз в конце 1980-х годов, что нашло отражение в патенте [16]. Предполагаемый механизм воздействия связан с возникновением микротрещиноватости за счет сдвиговых разрушений, возникающих в породе коллектора под действием высоких эффективных напряжений. Близкий метод (метод георыхления) представлен в [17], на основе которого предложены технологии для освоения пробуренных скважин [18] и повышения продуктивных характеристик действующих скважин [19]. В исследовании [20] описан пример его применения для увеличения приемистости нагнетательной скважины. В работе [21] классифицированы особенности изменения проницаемости при снижении забойного давления в зависимости от типа и свойств коллектора. Лабораторные исследования керна на установке трехосного независимого нагружения для обоснования параметров применения метода рассмотрены в работе [22]. Пример лабораторных исследований керна и результаты реализации георыхления совместно с кислотной обработкой для двух скважин представлены в [23]. Патент [24] описывает усовершенствованную модификацию метода (метод направленной разгрузки пласта). Эффективность повышается за счет создания в призабойной зоне пласта концентраторов напряжений, например, с помощью перфорации. В работе [25] описаны результаты лабораторных исследований применительно к методу направленной разгрузки пласта на образцах ачимовских отложений Уренгойского месторождения.

Похожий метод воздействия, названный гидродинамическим сжатием пласта (ГСП) и реализуемый в процессе капитального ремонта скважины путем свабирования или с применением струйного насоса, описан в работе [26]. По результатам гидродинамических (ГДИ) и промыслово-геофизических (ПГИ) исследований в процессе опытных работ отмечался существенный прирост производительности скважин и дренируемых эффективных толщин. Также отмечается заметное улучшение параметров удаленной зоны пласта, что вызывает сомнения, учитывая характер производимого воздействия. Возможно, результаты объяснимы приобщением к работе дополнительных пропластков.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Записки Горного института. 2023. Т. 262. С. 581-593
© И.М.Индрупский, И.И.Ибрагимов, Т.Н.Цаган-Манджиев, А.А.Лутфуллин, А.П.Чиркунов, Р.И.Шакиров, Ю.В.Алексеева, 2023

В патенте [27] предложен метод ЦГВ, а в работе [28] рассмотрены особенности его реализации. В отличие от описанных методов, при ЦГВ полуцикл создания глубокой депрессии дополняется последующим полуциклом репрессии для раскрытия и дальнейшего роста созданных микротрещин. В отличие от метода ГРП, основанного на создании преобладающей единичной трещины разрывного нарушения, метод ЦГВ инициирует формирование более равномерной зоны трещиноватости (разуплотнения) в околоскважинной зоне. Таким образом, метод направлен не только на повышение продуктивности скважин, но и на улучшение равномерности дренирования коллектора и выработки запасов за счет комплексного воздействия на скважины обрабатываемого участка. В исследовании [29] описан пример естественного проявления аналогичного эффекта повышения продуктивности при периодической эксплуатации скважин на карбонатной залежи.

В работах [30, 31] описаны результаты специализированных лабораторных экспериментов на образцах карбонатного керна турнейских и башкирских отложений Республики Татарстан по оценке изменения проницаемости и упругих модулей при циклическом изменении давления. Влияние учета полученных зависимостей на динамику распределения давления и равномерность выработки запасов оценено по результатам численного моделирования в [32]. Экспериментальные и численные исследования показали, что метод ЦГВ представляет интерес для дальнейшего изучения применительно к основным карбонатным отложениям Волго-Уральского региона.

В данной работе рассматриваются результаты оценки потенциальной эффективности и особенностей ЦГВ для коллекторов турнейского яруса по комплексу лабораторных, численных и промысловых исследований.

Методы. Для проведения лабораторных экспериментов отобраны шесть образцов керна турнейского яруса длиной 61 мм и диаметром 30 мм. Основные параметры образцов приведены в табл.1.

Таблица 1

Параметры образцов турнейского яруса

Образец	Глубина, м	Литология	Пористость, %	Проницаемость по газу, мД	Флюид	Остаточная водонасыщенность, %
2	1224,29	Известняк	14,24	484	Керосин	10,81
5к	1224,67		12,88	270	Керосин	14,33
6	1224,71		12,31	60	Керосин	19,04
1	1222,04		10,41	126	Вода	–
3	1223,59		13,50	156	Вода	–
5в	1228,25		14,10	31	Вода	–

Эксперименты проводились на установке ПИК-УИДК/ПЛ лаборатории геомеханики ТатНИПИнефть по разработанной авторами программе. Для оценки влияния насыщения образцов использовано два варианта флюида: модель пластовой воды и керосин. В образцах, насыщенных керосином, предварительно создавалась остаточная водонасыщенность.

Исследования проводились в условиях псевдотрехосного сжатия с моделированием характерного для рассматриваемого объекта вертикального горного давления (осевая нагрузка на образец) и минимального бокового напряжения (давление обжима), оцененного по формуле Итона [3]. В процессе эксперимента осуществлялось циклическое изменение порового давления в соответствии с программой (рис.1). Начальное поровое давление флюида соответствовало начальному пластовому давлению моделируемого объекта.

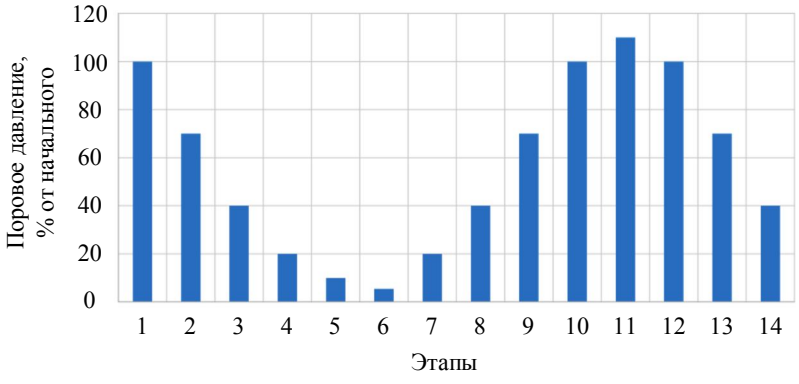


Рис.1. Этапы эксперимента

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Записки Горного института. 2023. Т. 262. С. 581-593
EDN GSVEJA
DOI: 10.31897/PMI.2023.5
© И.М.Индрупский, И.И.Ибрагимов, Т.Н.Цаган-Манджиев, А.А.Лутфуллин, А.П.Чиркунов, Р.И.Шакиров, Ю.В.Алексеева, 2023

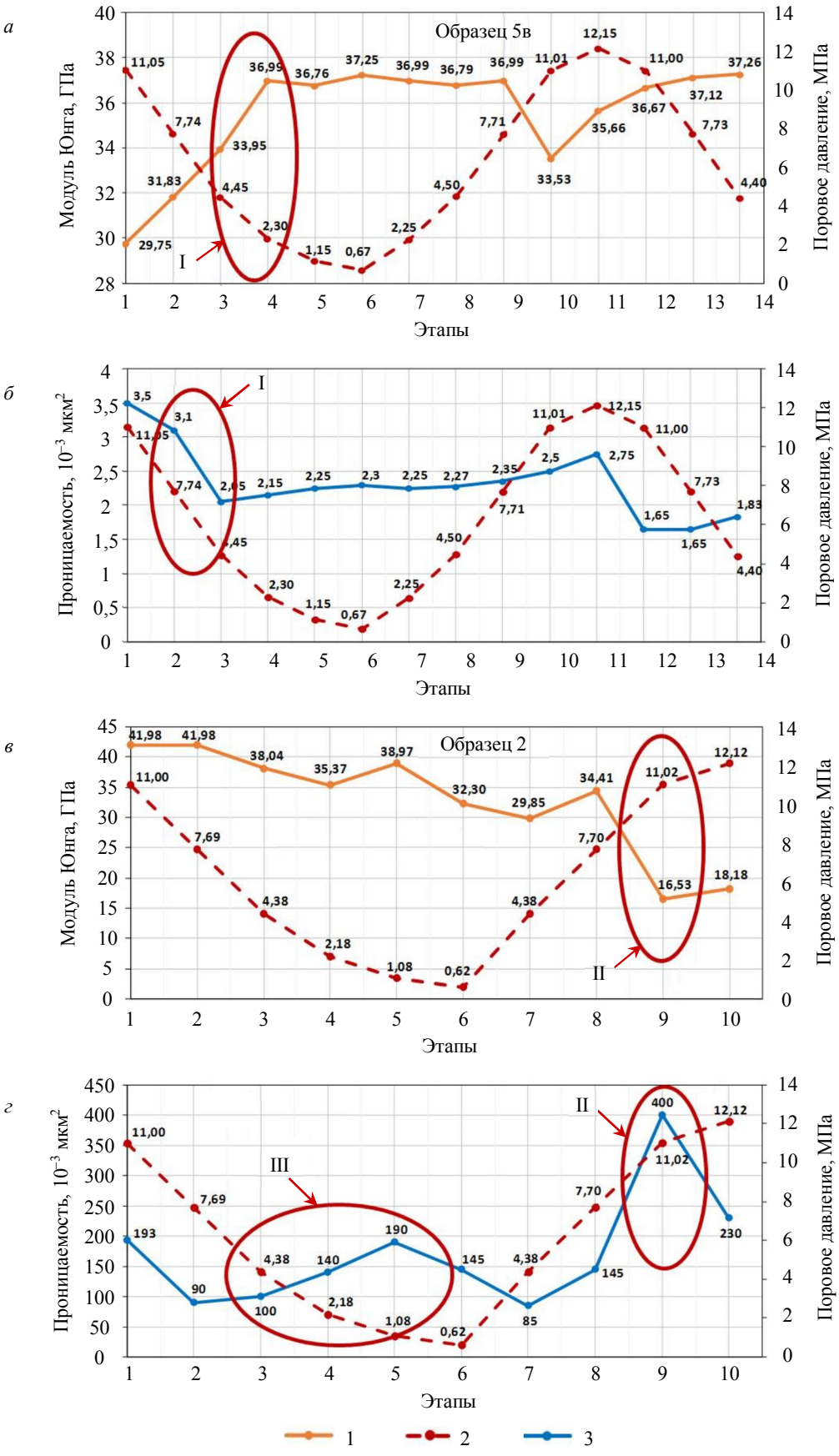


Рис.2. Результаты лабораторных исследований для образцов, насыщенных водой (*а*, *б*) и керосином с остаточной водой (*в*, *г*)

1 – модуль Юнга; 2 – поровое давление; 3 – проницаемость
I – уплотнение; II – трещина разрыва; III – разрыхление при сжатии

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

EDN GSVEJA
DOI: 10.31897/PMI.2023.5

Записки Горного института. 2023. Т. 262. С. 581-593
© И.М.Индрупский, И.И.Ибрагимов, Т.Н.Цаган-Манджиев, А.А.Лутфуллин, А.П.Чиркунов, Р.И.Шакиров, Ю.В.Алексеева, 2023

На каждом этапе эксперимента поровое давление поддерживалось постоянным. Осуществлялась прокачка насыщающего флюида с расходом 0,1 см^3/мин до стабилизации перепада давления и определялось текущее значение проницаемости. Время до стабилизации в среднем составляло около двух часов. Также акустическим методом оценивались текущие значения динамических упругих модулей – модуля Юнга и коэффициента Пуассона. Характерные результаты исследований по двум образцам приведены на рис.2. На рис.3 представлены зависимости проницаемости исследованных образцов от изменения порового давления в гистерезисных циклах снижения – повышения – обратного снижения давления.

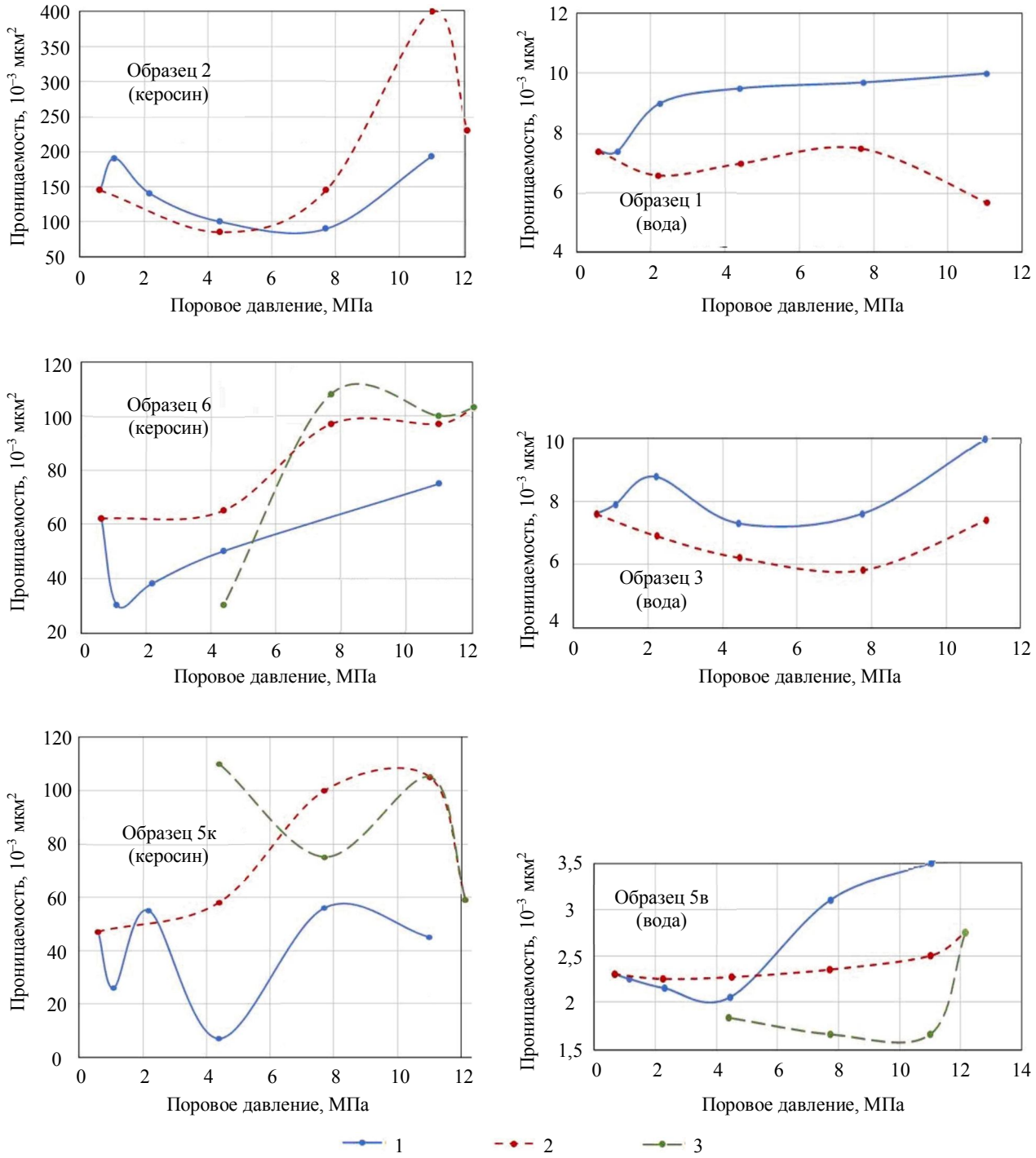


Рис.3. Результаты лабораторных исследований: зависимости проницаемости в гистерезисных циклах изменения порового давления

1 – первичное снижение давления; 2 – повышение давления; 3 – вторичное снижение давления

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

EDN GSVEJA
DOI: 10.31897/PMI.2023.5

Для водонасыщенных образцов отмечается уплотнение (снижение либо сохранение проницаемости при увеличении модуля Юнга) в ходе первичного снижения давления, а также дальнейшее уменьшение проницаемости или ее незначительный рост при последующем повышении давления.

Подобное поведение водонасыщенного карбонатного коллектора объясняется эффектом water induced compaction (уплотнения под воздействием воды). Наиболее известное проявление данного эффекта и значительный объем исследований связаны с меловыми породами месторождения Ekofisk в Северном море [33]. В дальнейшем влияние уплотнения меловых пород под воздействием воды рассматривалось и применительно к другим объектам [34], в том числе в качестве возможного механизма повышения нефтеотдачи при низкоминерализованном заводнении [35]. Часто используется термин water weakening (ослабление под воздействием воды), под которым понимают различные эффекты снижения механической прочности горных пород при контакте с водой (например, усиление пескопроявлений обводняющихся скважин в слабосцементированных песчаниках [36] или снижение прочности плотных и сланцевых пород вокруг трещин ГРП при контакте с жидкостью разрыва [37]). Также ослабление под воздействием воды отмечалось как один из факторов, приводящих к техногенным землетрясениям при нагнетании в истощенную залежь [38].

Образцы, насыщенные керосином, демонстрируют другой вид зависимостей: у всех наблюдались признаки разуплотнения внутренней структуры под действием сжимающих напряжений при снижении порового давления, а также последующий рост проницаемости при повышении давления за счет раскрытия образовавшихся микротрещин. Также по ряду образцов при превышении начального давления отмечался характерный резкий рост проницаемости со снижением модуля Юнга, соответствующий образованию трещины разрыва из-за разуплотнения. Эффект прироста проницаемости сохранялся на стадии вторичного снижения давления до начального или меньших величин.

Помимо насыщения, на характер изменения фильтрационных характеристик при изменении давления влияют и начальные параметры образцов. Образцы с пониженными значениями модуля Юнга и повышенными величинами пористости, т.е. изначально более «рыхлые» с вероятным присутствием микротрещин, характеризуются более интенсивным уменьшением проницаемости в процессе первичного снижения давления. Это согласуется с результатами работы [39] по карбонатным коллекторам турнейско-фаменского яруса Верхнекамского региона. Для более плотных образцов отмечаются наибольшие приросты проницаемости в результате ЦГВ.

Совместный анализ результатов рассматриваемых лабораторных экспериментов с предшествующими исследованиями, описанными в [30, 31], представлен на рис.4. Здесь отображены зависимости коэффициентов прироста проницаемости k_2/k_1 и k_2/k_3 от пористости и начального динамического модуля Юнга образцов, где k_1 – проницаемость при начальном пластовом давлении на стадии первичного снижения порового давления; k_2 – проницаемость при начальном пластовом давлении на стадии обратного снижения порового давления; k_3 – минимальное значение проницаемости на стадии снижения порового давления.

Зависимости на рис.4 подтверждают влияние насыщения на изменение проницаемости. Практически все образцы, насыщенные керосином, показали увеличение проницаемости, замеренной при начальном пластовом давлении по завершении циклического воздействия, по сравнению с проницаемостью на начало эксперимента $k_2/k_1 > 1$. Исключением является образец, исследованный с частичным нарушением режимов, поэтому он не учитывался в дальнейшем анализе (на рис.4 ему соответствует квадратный оранжевый маркер с максимальным значением пористости и минимальным значением модуля Юнга). У всех образцов, насыщенных водой, проницаемость снизилась $k_2/k_1 < 1$. Аналогичные выводы справедливы для соотношения проницаемости, замеренной при начальном пластовом давлении по завершении циклического воздействия, к минимальной проницаемости k_2/k_3. Данное соотношение отражает эффект от ЦГВ по сравнению с состоянием истощенного коллектора. Также видно наличие прямой зависимости прироста проницаемости от начальных упругих характеристик образцов: отношение k_2/k_1 имеет тенденцию к росту с увеличением начального динамического модуля Юнга, что соответствует более высокому эффекту от ЦГВ в плотных интервалах коллектора. Однозначные зависимости от пористости не прослеживаются, что можно объяснить влиянием сложной структуры порового пространства (пористая матрица, микротрещины).

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Записки Горного института. 2023. Т. 262. С. 581-593
© И.М.Индрупский, И.И.Ибрагимов, Т.Н.Цаган-Манджиев, А.А.Лутфуллин, А.П.Чиркунов, Р.И.Шакиров, Ю.В.Алексеева, 2023

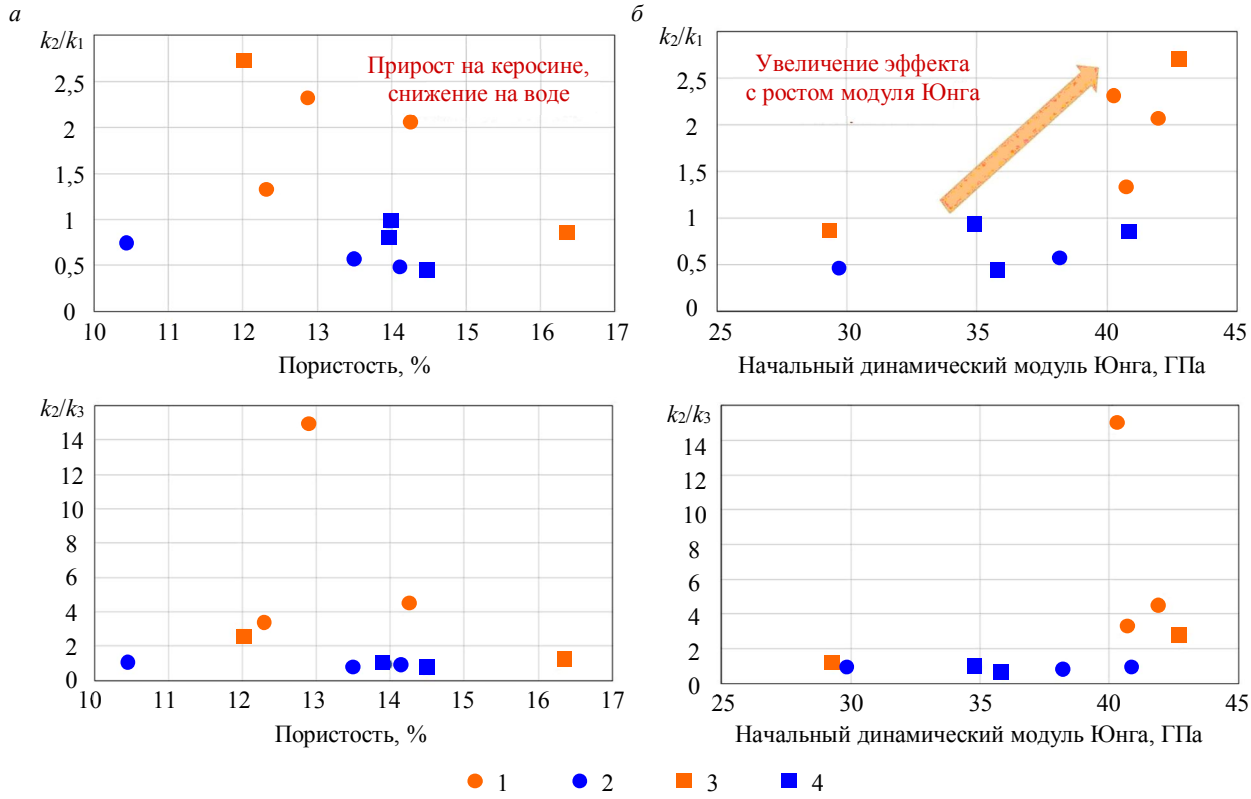


Рис.4. Зависимость прироста проницаемости от пористости (*а*) и начального модуля Юнга (*б*) образцов
Образцы, насыщенные: 1 – керосином (2020); 2 – водой (2020); 3 – керосином (2019); 4 – водой (2019)

Таким образом, из анализа экспериментальных данных можно ожидать прироста проницаемости от ЦГВ в необводненных интервалах турнейского яруса при сохранении или снижении проницаемости в обводненных интервалах. Оба фактора являются положительными для добывающих скважин. В нагнетательных скважинах не исключено снижение приемистости в промытых интервалах, но возможно приобщение неработающих или слабо работающих толщин.

В табл.2 сопоставлена оценка теоретического давления ГРП и фактического давления начала разрывного разрушения для образцов, по которым зафиксированы такие признаки. В качестве признаков начала разрыва принималось резкое снижение модуля Юнга ниже начального значения и (или) резкий рост проницаемости образца. Показано, что для всех образцов фактическое давление начала разрыва существенно ниже теоретического, что может свидетельствовать о снижении прочности образцов в процессе ЦГВ и раскрытии микротрещин, формирующихся на стадиях глубокого снижения и последующего повышения порового давления.

Таблица 2

Взаимосвязь фактического и теоретического давления ГРП по образцам турнейского яруса

Образец	Давление ГРП		Образец	Давление ГРП	
	Теоретическое (давление обжима), МПа	Фактическое, МПа		Теоретическое (давление обжима), МПа	Фактическое, МПа
2020 г.			2019 г.		
2 (керосин)	14,21	11,02	2 (вода)	17,45	13,6
5в (вода)		12,15	3 (вода)		13,8
5к (керосин)		11,02	4 (керосин)		13,6
6 (керосин)		12,12			

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

EDN GSVEJA
DOI: 10.31897/PMI.2023.5

Численное моделирование. Полученные по керновым данным гистерезисные зависимости изменения проницаемости использовались для оценки прироста коэффициента продуктивности скважины от ЦГВ при различной амплитуде изменения забойного давления. Для численного моделирования ЦГВ на карбонатный коллектор использована секторная модель с квазиравномерной сеткой по осям Ox и Oy и одним слоем по вертикали. Центральной ячейке со скважиной соответствовал минимальный размер 0,5 × 0,5 м. Оптимальный коэффициент увеличения размера ячеек от центра подобран на основе серии пробных расчетов и составил q = 1,1. Это позволило детально моделировать распределение давления в околоскважинной зоне для корректного определения изменения проницаемости с учетом ее удаления от скважины. Свойства динамической системы – значения начальной проницаемости, пористости, кривые относительных фазовых проницаемостей, данные инициализации, свойства флюидов – заимствованы из гидродинамической модели реальной залежи в турнейском ярусе.

Расчеты выполнялись с использованием гидродинамического симулятора tNavigator компании Rock Flow Dynamics. Гистерезисная зависимость проницаемости от давления принята по одному из исследованных образцов, насыщенных керосином с остаточной водой. Она реализовывалась в модели с использованием опции ROCKTAB с настройкой HYSTER путем задания кривой для первичного снижения давления и серии кривых для последующего повышения давления, соответствующих разной точке смены направления его изменения. Кривая с минимальной точкой строилась по керновым данным, другие кривые – с учетом уменьшения наклона (эффекта от воздействия) по мере уменьшения амплитуды первичного снижения давления [40].

Для оценки прироста коэффициента продуктивности рассматривалось ЦГВ, реализуемое путем увеличения проектного дебита скважины в 2 (слабое воздействие), 3 (сильное) или 3,5 (максимальное) раза, с последующим возвратом к проектному дебиту и определением изменения депрессии. Прирост стабилизированной величины коэффициента продуктивности при рассмотренных исходных данных составил 17, 45 и 62 % для слабого, сильного и максимального воздействия соответственно [40].

Опция ROCKTAB с настройкой HYSTER позволяет задавать гистерезисную зависимость проницаемости от давления, но без «закрепления эффекта» при вторичном снижении давления и без учета влияния водонасыщенности коллектора. Последний фактор не предусмотрен доступными опциями использованного гидродинамического симулятора. Моделирование ЦГВ с учетом переменного насыщения коллектора реализовано с помощью собственных скриптов. Функционал скриптов включал обработку и анализ выгруженных на отчетные моменты времени полей давления и насыщенности из симулятора, расчет текущих множителей на начальное значение проницаемости для каждой ячейки с учетом истории изменения давления и текущей водонасыщенности:

$$k'(S_{\text{в}}) = k'_{\max}\left(1 - \frac{S_{\text{в}} - S_{\text{в ост}}}{1 - S_{\text{в ост}}}\right) + k'_{\min}\left(\frac{S_{\text{в}} - S_{\text{в ост}}}{1 - S_{\text{в ост}}}\right),$$

где k' – рассчитанный для ячейки текущий множитель проницаемости; $S_{\text{в}}$ – текущая водонасыщенность; $S_{\text{в ост}}$ – остаточная водонасыщенность; $k'_{\max}$ – множитель проницаемости, соответствующий нефтенасыщенному коллектору при текущем давлении с учетом гистерезиса (по зависимости для образца, насыщенного керосином с остаточной водой); $k'_{\min}$ – множитель проницаемости, соответствующий водонасыщенному коллектору при текущем давлении с учетом гистерезиса (по зависимости для образца, насыщенного водой). Полученное поле множителя проницаемости применялось для расчета гидродинамической модели до следующего отчетного момента времени.

С использованием описанных скриптов моделировался эффект от ЦГВ для различных сценариев эксплуатации обводняющейся скважины в условном пятиточечном элементе разработки (центральная добывающая скважина и по четверти нагнетательных скважин в углах). Использована пятислойная секторная модель с квазиравномерным сгущением сетки по латерали вблизи скважин. Рассмотрены сценарии ЦГВ в различных ситуациях: при безводной эксплуатации; наличии подошвенной воды с проявлением конусообразования; прорыве нагнетаемой воды по высокопроницаемому пропластку. Оценен технологический эффект от ЦГВ в виде прироста дебита жидкости и нефти, изменения обводненности. При рассмотренных исходных данных прирост

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

EDN GSVEJA
DOI: 10.31897/PMI.2023.5

Записки Горного института. 2023. Т. 262. С. 581-593
© И.М.Индрупский, И.И.Ибрагимов, Т.Н.Цаган-Манджиев, А.А.Лутфуллин, А.П.Чиркунов, Р.И.Шакиров, Ю.В.Алексеева, 2023

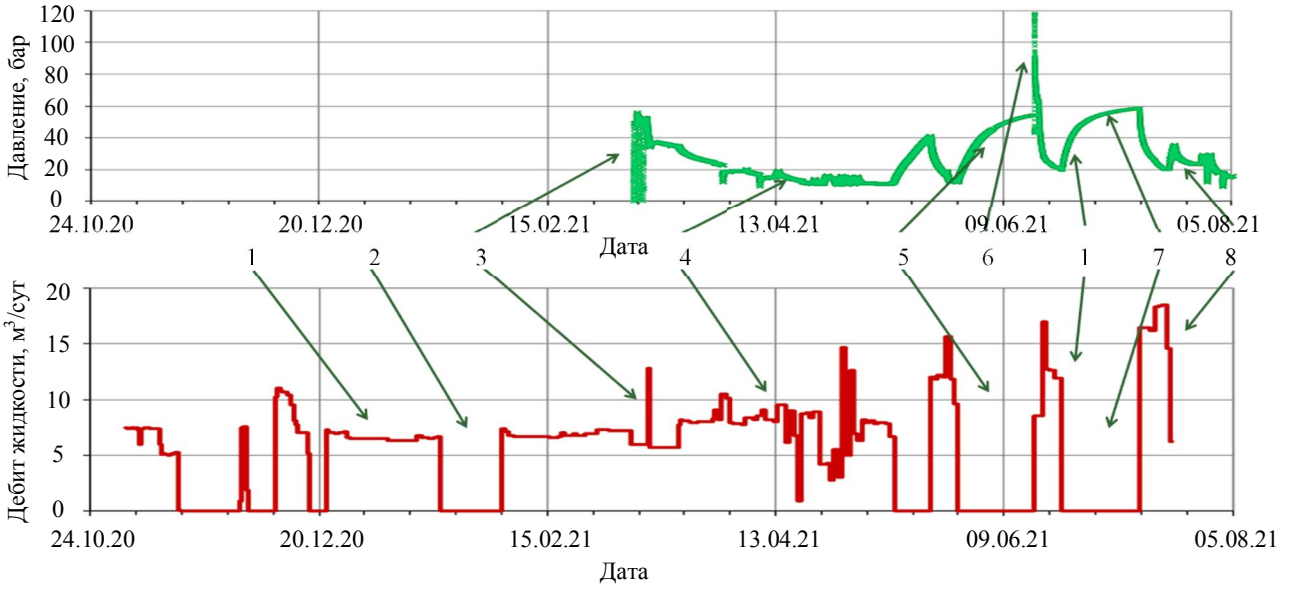


Рис.5. Промысловые исследования: сводный график ОПР по ЦГВ

1 – вывод на режим; 2 – КВД 1; 3 – вывод на режим, ПГИ 1; 4 – отработка на режимах повышенной депрессии; 5 – КВД 2; 6 – закачка нефти; 7 – КВД 3; 8 – вывод на режим, ПГИ 2

стабилизированного дебита нефти после ЦГВ составил по всем вариантам около 30 %. Основной эффект достигался за счет прироста дебита жидкости. Когда интервал перфорации включал водонасыщенный интервал пласта, дополнительно отмечалось краткосрочное снижение обводненности с последующим выходом на прежний уровень.

Опытная апробация и промысловые исследования. Для практического подтверждения изученных эффектов проведены опытно-промышленные работы (ОПР) по ЦГВ на скважине, эксплуатирующей пласт турнейского яруса, с комплексом гидродинамических (кривые восстановления давления – КВД) и промыслово-геофизических (ПГИ – термометрия) исследований до и после воздействия и постоянным мониторингом режима работы скважины.

На рис.5 представлен сводный график ОПР с обозначением ключевых этапов и данными об изменении забойного давления и дебита жидкости. Длительность работ связана с рядом организационно-технических осложнений, возникших из-за отсутствия опыта применения метода на подобных объектах.

Записи забойного давления проводились с помощью двух автономных манометров с дискретностью 60 и 120 с, показания по которым хорошо согласуются. До подъема датчиков оперативный контроль забойного давления осуществлялся по замерам динамического уровня эхолотом СУДОС.

Основной ожидаемый эффект от ЦГВ – увеличение продуктивности скважины за счет формирования области разуплотнения (микротрещиноватости) в околоскважинной зоне в процессе создания глубокой депрессии с последующим раскрытием созданных микротрещин и/или формированием трещин разрыва (без закрепления) на этапах обратного повышения давления (КВД) и закачки. Как показывают результаты лабораторных исследований на образцах керна, эффект прироста проницаемости сохраняется при дальнейшей эксплуатации с созданием депрессии, т.е. созданные трещины полностью не смыкаются.

Для промысловой оценки эффекта предложена следующая стратегия ОПР: вывод на режим; остановка скважины, КВД 1 (фоновая кривая до воздействия); вывод на режим, ПГИ 1 (термометрия, фоновый профиль притока до воздействия); последовательная отработка на режимах с повышением депрессии до максимальной; остановка скважины, КВД 2 (оценка параметров до закачки); закачка нефти; вывод на режим; остановка скважины, КВД 3 (оценка параметров после полного цикла воздействия); вывод на режим, ПГИ 2 (после полного цикла воздействия).

Как видно на рис.5, вывод на режим после завершения полного цикла ЦГВ характеризуется значительным приростом дебита жидкости (до ~16 м^3/сут) и нефти (до ~12 т/сут). При этом забойное

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Записки Горного института. 2023. Т. 262. С. 581-593
EDN GSVEJA
DOI: 10.31897/PMI.2023.5
© И.М.Индрупский, И.И.Ибрагимов, Т.Н.Цаган-Манджиев, А.А.Лутфуллин, А.П.Чиркунов, Р.И.Шакиров, Ю.В.Алексеева, 2023

давление выше, чем на режиме максимальной депрессии перед закачкой, на котором дебит жидкости составлял ~12 м^3/сут, нефти ~10 т/сут. Таким образом, заметно увеличивается продуктивность, точная количественная оценка которой приводится по данным ГДИ. Объем добычи флюида после закачки нефти значительно превысил закачанный объем, давление полностью перераспределилось в результате КВД 3, поэтому итоговые продуктивные характеристики отражают фактический приток из пласта.

По итогам ЦГВ отмечается небольшой прирост обводненности с ~5 до 20 %. Данное значение сохраняется стабильным при дальнейшей эксплуатации, т.е. обводнения скважины не происходит. Прирост обводненности можно объяснить по данным ПГИ приобщением в работу верхней части вскрытого интервала с пониженными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС).

Интерпретация и анализ данных ПГИ и ГДИ. После окончания исследований комплексно интерпретированы полученные данные. Сопоставление ПГИ 1 и ПГИ 2 позволяет оценить изменения в профиле притока в результате ЦГВ. Обе записи ПГИ качественные и позволяют решить данную задачу. Сопоставление КВД 1, КВД 2 и КВД 3 позволяет оценить изменение параметров призабойной зоны и продуктивных характеристик скважины после этапов снижения забойного давления и полного цикла ЦГВ (по аналогии с циклом изменения давления при лабораторных исследованиях керна).

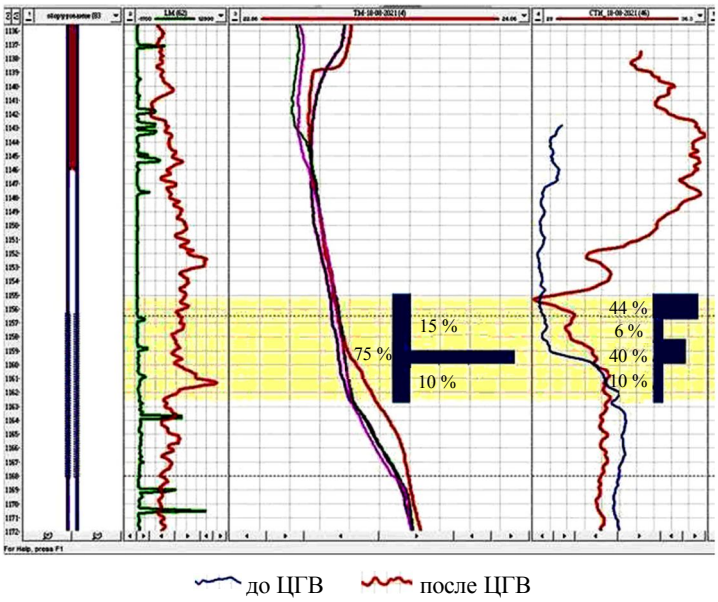


Рис.6. Сопоставление результатов ПГИ

На рис.6 представлено сопоставление профилей притока до (ПГИ 1) и после (ПГИ 2) воздействия по данным термометрии. После ЦГВ отмечается подключение к работе верхнего, недренируемого ранее интервала, а также более равномерное дренирование вскрытого пласта.

Из-за проблемы с записью данных автономными манометрами по КВД 1, ее сопоставление с КВД 2 осуществлялось по пересчитанным данным об изменении уровней по СУДОС. Отмечается хорошее согласие кривых по параметрам удаленной зоны (гидропроводность) и пластовому давлению, при небольшом снижении скин-фактора (повышении продуктивности) на КВД 2.

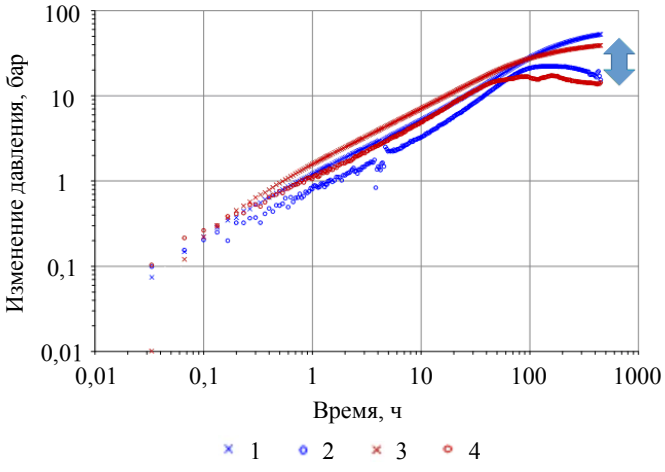


Рис.7. Сопоставление билогарифмических графиков КВД 2 и КВД 3

1, 3 – давление КВД 2 и КВД 3; 2, 4 – производная КВД 2 и КВД 3

Основной эффект от ЦГВ в виде прироста коэффициента продуктивности отмечается после этапа закачки. На рис.7 сопоставлены на едином билогарифмическом графике записи забойного давления по данным автономного манометра и логарифмической производной для КВД 2 и КВД 3. Прослеживается ожидаемый выход производных давления на одинаковую «полку» радиального режима. Также виден существенный прирост продуктивности между КВД 2 и КВД 3. Результаты интерпретации КВД

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

(КВД 2/КВД 3): коэффициент продуктивности 0,166/0,248 м^3/сут/бар; проницаемость 30/30 мД; скин-фактор –3,24 / –4,34; пластовое давление 70/70 бар. Отмечается существенное уменьшение скин-фактора и увеличение коэффициента продуктивности.

Обсуждение результатов. По данным ГДИ, прирост коэффициента продуктивности по жидкости в результате реализации ЦГВ оценивается в 44-49 %. Результат согласуется с существенным увеличением дебита жидкости по сравнению с предшествующими показателями на аналогичных режимах. По данным ПГИ, в результате ЦГВ подключился к работе ранее недренируемый интервал в прикровельной части пласта. В целом профиль притока после воздействия более равномерно охватывает верхнюю и нижнюю части пласта. Приобщение недренируемого интервала согласуется с выводом о преимущественном влиянии воздействия на наиболее плотные участки коллектора, полученным по итогам лабораторных экспериментов.

Отмечается прирост обводненности с ~5 до 20 %, что можно связать с подключением в работу прикровельного интервала с пониженными ФЕС. Обводненность при дальнейшей эксплуатации сохранялась в среднем на том же уровне ~20 %. С учетом изменения обводненности, прирост коэффициента продуктивности по нефти оценивается в 21-26 %. Основной прирост коэффициента продуктивности (уменьшение скин-фактора) отмечается после этапа закачки нефти и последующего вывода на режим максимальной депрессии, т.е. после завершения полного цикла ЦГВ.

Данный результат согласуется с закономерностями, выявленными в лабораторных экспериментах на образцах керна, где основной прирост проницаемости отмечался на этапе роста давления после создания максимальной депрессии. Вероятный механизм связан с раскрытием формируемых на предшествующих этапах сдвиговых микротрещин, а также с возможным началом формирования трещины разрыва (авто-ГРП) при закачке, достигаемым за счет снижения давления разрыва породы после предшествующего воздействия глубокой депрессии. Максимальное забойное давление при закачке нефти в скважину составило около 12 МПа, что согласуется с оценкой давления ГРП после ЦГВ по керновым данным (см. табл.2). Также с керновыми результатами согласуется тот факт, что повторное создание депрессии на скважине не привело к обратному снижению проницаемости околоскважинной зоны (полному закрытию сформированной трещиноватости). Поэтому прирост продуктивности фиксируется по КВД 3 и дебиту на итоговом режиме.

Для оценки продолжительности эффекта от ЦГВ рекомендуется сохранение итогового режима эксплуатации скважины и анализ показателей ее работы в сравнении с динамикой по соседним скважинам. Также целесообразно проведение контрольных ГДИ и ПГИ через 3-6 мес. На рассматриваемой скважине данные рекомендации полностью реализовать не удалось из-за устранения технических проблем, возникших при проведении финальных ПГИ.

Заключение. По итогам реализации специальной программы лабораторных экспериментов отмечается положительная избирательность ЦГВ. Прирост проницаемости наблюдается для образцов, насыщенных керосином с остаточной водой, и максимален для наиболее плотных образцов. В водонасыщенных образцах проницаемость после ЦГВ снижается. Таким образом, ЦГВ улучшает условия дренирования уплотненных нефтенасыщенных интервалов, снижается давление разрыва карбонатного коллектора.

Выполнены численные оценки прироста коэффициента продуктивности при ЦГВ с различной амплитудой, в том числе для ряда сценариев эксплуатации обводняющейся скважины. Расчеты проводились на секторных моделях с квазиравномерным измельчением сетки, использованием опции гистерезиса зависимости проницаемости от давления и созданных авторами скриптов для учета влияния водонасыщенности по керновым данным. В зависимости от исходных параметров расчетный прирост стабилизированного коэффициента продуктивности составил 17-62 % с сохранением значения обводненности или временным ее снижением после воздействия.

Проведены ОПР с комплексом ГДИ и ПГИ для оценки эффективности ЦГВ на скважине, эксплуатирующей пласт турнейского яруса. По итогам ЦГВ получен прирост коэффициента продуктивности по жидкости на 44-49 %, по нефти 21-26 %. Также фиксируется приобщение ранее не дренируемого интервала с пониженными ФЕС у кровли пласта.

Основные результаты и выводы по итогам ОПР – диапазон оценок прироста коэффициента продуктивности, достижение основного эффекта после закачки нефти, приобщение недренируемого интервала – согласуются с заключениями о механизмах и особенностях ЦГВ, полученными

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

по результатам лабораторных исследований и численного моделирования. Продолжительность эффекта от ЦГВ требует исследования в рамках дальнейшей апробации метода. Таким образом, результаты исследований подтверждают перспективность ЦГВ для карбонатных коллекторов турнейского яруса.

Авторы выражают признательность И.И.Гирфанову и И.Ф.Идиятуллину за реализацию лабораторных экспериментов, Д.Н.Гуляеву за помощь в интерпретации данных ГДИ и ПГИ, а также благодарят компанию Rock Flow Dynamics за предоставленную возможность использования программного обеспечения RFD tNavigator на правах академической лицензии.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Lucia F.J.* Carbonate Reservoir Characterization: An Integrated Approach. 2nd Edition. Berlin: Springer Science & Business Media, 2007. 336 p. DOI: 10.1007/978-3-540-72742-2
2. *Fjær E., Holt R.M., Horsrud P. et al.* Petroleum Related Rock Mechanics. 2nd Edition. Amsterdam: Elsevier, 2008. 492 p.
3. *Zoback M.D.* Reservoir Geomechanics. Cambridge: Cambridge University Press, 2007. 505 p. DOI: 10.1017/CBO9780511586477
4. *Padhy G.S., Al-Rashidi T., Gezeeri T.M. et al.* Role of Geomechanics and Integrated Reservoir Characterization in Production Enhancement from a Heterogeneous Carbonate Reservoir: A Success Story From Kuwait // SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, 18-21 March 2019, Manama, Bahrain. OnePetro, 2019. № SPE-194920-MS. DOI: 10.2118/194920-MS
5. *Zhenzhong Cai, Hui Zhang, Haijun Yang et al.* Investigation of Geomechanical Response of Fault in Carbonate Reservoir and Its Application to Well Placement Optimization in YM2 Oilfield in Tarim Basin // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 28-30 September 2015, Houston, USA. OnePetro, 2015. № SPE-175017-MS. DOI: 10.2118/175017-MS
6. *Youngho Jang, Hyunsang Yoo, Wonmo Sung et al.* Novel Assessment of Hydraulic Fracturing with Geomechanical Characteristics in Tight Carbonate Formations // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, 12-15 November 2018, Abu Dhabi, UAE. OnePetro, 2018. № SPE-192995-MS. DOI: 10.2118/192995-MS
7. *Islam A., Ziarani A.S., Cui A. et al.* Experimental and Analytical Core and Geomechanical Data Analysis of a Tight Oil Carbonate Formation // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 27-29 October 2014, Amsterdam, Netherlands. OnePetro, 2014. № SPE-170943-MS. DOI: 10.2118/170943-MS
8. *Ahmed B.I., Al-Jawad M.S.* Geomechanical modelling and two-way coupling simulation for carbonate gas reservoir // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2020. Vol. 10. Iss. 8. P. 3619-3648. DOI: 10.1007/s13202-020-00965-7
9. *Talebian S.H., Fahimifar A., Heidari A.* Review of Enhanced Oil Recovery Decision Making in Complex Carbonate Reservoirs: Fluid Flow and Geomechanics Mechanisms // Journal of Computational Applied Mechanics. 2021. Vol. 52. Iss. 2. P. 350-365. DOI: 10.22059/JCAMECH.2021.318511.596
10. *Safari R., Smith C., Fragachan F.* Improved Recovery of Carbonate Reservoir by Optimizing Acidizing Strategy; Coupled Wellbore, Reservoir, and Geomechanical Analysis // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, 13-16 November 2017, Abu Dhabi, UAE. № SPE-188683-MS. DOI: 10.2118/188683-MS
11. *Zareidarmiyan A., Salarirad H., Vilarrasa V. et al.* Geomechanical Response of Fractured Reservoirs // Fluids. 2018. Vol. 3. № 4. P. 70-86. DOI: 10.3390/fluids3040070
12. *Nguyen M.T., Bemer E., Dormieux L.* Micromechanical Modeling of Carbonate Geomechanical Properties Evolution During Acid Gas Injection // 45th US Rock Mechanics / Geomechanics Symposium, 26-29 June 2011, San Francisco, USA. OnePetro, 2011. № ARMA-11-207. 10 p.
13. *Попов С.Н.* Проявление механико-химических эффектов при экспериментальных исследованиях изменения упругих и фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов под воздействием фильтрации воды, насыщенной углекислым газом // Актуальные проблемы нефти и газа. 2021. № 2 (33). С. 3-14. DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2021-33.art1
14. *Жуков В.С., Кузьмин Ю.О.* Экспериментальная оценка коэффициентов сжимаемости трещин и межзерновых пор коллектора нефти и газа // Записки Горного института. 2021. Т. 251. С. 658-666. DOI: 10.31897/PMI.2021.5.5
15. *Мартюшев Д.А.* Экспериментальное исследование влияния забойного давления добывающих скважин на выработку запасов из сложнопостроенных карбонатных коллекторов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2021. Т. 332. № 5. С. 110-119. DOI: 10.18799/24131830/2021/05/3190
16. Патент № 1609978 СССР. Способ обработки призабойной зоны пласта / Э.А.Бакиров, С.Н.Закиров, Г.А.Щербаков и др. Опубл. 30.11.1990. Бюл. № 44.
17. *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. С. 90-94.
18. Патент № 2179239 РФ. Способ освоения скважин / Ю.Ф.Коваленко, Ю.В.Кулинич, В.И.Карев и др. Опубл. 10.02.2002. Бюл. № 4.
19. Патент № 2285794 РФ. Способ обработки призабойной зоны скважины / В.И.Карев, Д.М.Климов, Ю.Ф.Коваленко и др. Опубл. 20.10.2006. Бюл. № 29.
20. *Климов Д.С., Коваленко Ю.Ф., Карев В.И.* Реализация метода георыхления для увеличения приемистости нагнетательной скважины // Технологии ТЭК. 2003. № 4. С. 59-64.
21. *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. 34 с.
22. *Karev V.I., Kovalenko Yu.F.* Well stimulation on the basis of preliminary triaxial tests of reservoir rock // Rock Mechanics for Resources, Energy and Environment. London: Taylor & Francis Group, 2013. P. 935-940.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Записки Горного института. 2023. Т. 262. С. 581-593
© И.М.Индрупский, И.И.Ибрагимов, Т.Н.Цаган-Манджиев, А.А.Лутфуллин, А.П.Чиркунов, Р.И.Шакиров, Ю.В.Алексеева, 2023

23. *Коваленко Ю.Ф.* Геомеханика нефтяных и газовых скважин: Автореф. дис. ... д-ра физ.-мат. наук. М.: ИПМех РАН, 2012. 50 с.

24. Патент № 2645684 РФ. Способ направленной разгрузки пласта / Д.М.Климов, В.И.Карев, Ю.Ф.Коваленко, М.Ю.Титоров. Опубл. 27.02.2018. Бюл. № 6.

25. *Karev V.I., Khimulia V.V.* Physical modeling of deformation and filtration processes in low-permeability reservoir rocks when implementing the directional unloading method // E3S Web of Conferences. 2021. Vol. 266. № 01001. DOI: 10.1051/e3sconf/202126601001

26. *Хузин Р.Р., Андреев В.Е., Мухаметшин В.В. и др.* Влияние гидравлического сжатия пласта на фильтрационно-емкостные свойства пластов-коллекторов // Записки Горного института. 2021. Т. 251. С. 688-697. DOI: 10.31897/PMI.2021.5.8

27. Патент № 2620099 РФ. Способ повышения продуктивности добывающих и приемистости нагнетательных скважин / С.Н.Закиров, А.Н.Дроздов, Э.С.Закиров и др. Опубл. 23.05.2017. Бюл. № 15.

28. *Закиров С.Н., Дроздов А.Н., Закиров Э.С. и др.* Технико-технологические аспекты геомеханического воздействия на пласт // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2018. № 6 (78). С. 24-29.

29. *Закиров С.Н., Дроздов А.Н., Алексеев Б.Г., Колобанов А.В.* Природные проявления геомеханических процессов // Недропользование XXI век. 2018. № 3 (73). С. 72-77.

30. *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: 10.25689/NP.2020.3.85-98

31. *Indrupskiy I.M., Ibragimov I.I., Zakiryanov R.A. et al.* Permeability Alteration of Carbonate Reservoir Rock Under Cyclic Geomechanical Treatment // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. 2020. Vol. 921. Iss. 1. № 012009. DOI: 10.1088/1757-899X/921/1/012009

32. *Аникеев Д.П., Закиров Э.С., Индрупский И.М. и др.* Моделирование циклического геомеханического воздействия на карбонатный коллектор // Нефтяное хозяйство. 2021. № 1. С. 52-56. DOI: 10.24887/0028-2448-2021-1-52-56

33. *Keszthelyi D., Dysthe D.K., Jamtveit B.* Compaction of North-Sea Chalk by Pore-Failure and Pressure Solution in a Producing Reservoir // Frontiers in Physics. 2016. Vol. 4. № 4. DOI: 10.3389/fphy.2016.00004

34. *Tron Golder K., Plischke B.* History Matched Full Field Geomechanics Model of the Valhall Field Including Water Weakening and Re-Pressurisation // SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition, 14-17 June 2010, Barcelona, Spain. OnePetro, 2010. № SPE-131505-MS. DOI: 10.2118/131505-MS

35. *Jiasheng Hao, Shapiro A.* Effect of Compaction on Oil Recovery Under Low Salinity Flooding in Homogeneous and Heterogeneous Chalk // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 30 September – 2 October 2019, Calgary, Canada. OnePetro, 2019. № SPE-195831-MS. DOI: 10.2118/195831-MS

36. *Sarout J., Dautriat J., David C.* Monitoring Strength Reduction in Sandstones Associated with Fluid Substitution Using Advanced Rock Mechanics Testing // Offshore Technology Conference Asia, 22-25 March 2016, Kuala Lumpur, Malaysia. OnePetro, 2016. № OTC-26636-MS. DOI: 10.4043/26636-MS

37. *Gupta I., Rai Ch., Sondergeld C., Hofmann R.* Water Weakening: A Laboratory Study of Marcellus, Woodford, Eagle Ford, and Wolfcamp Shales // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. 2019. Vol. 22. Iss. 2. № SPE-194482-PA. P. 418-427. DOI: 10.2118/194482-PA

38. *Bois A.-P., Mohajerani M., Dousi N., Harms S.* Inducing Earthquake By Injecting Water In A Gas Field: Water-Weakening Effect // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 30 September – 2 October 2013, New Orleans, Louisiana, USA. OnePetro, 2013. № SPE-166430-MS. DOI: 10.2118/166430-MS

39. *Martyushev D.A., Galkin S.V., Shelepov V.V.* The Influence of the Rock Stress State on Matrix and Fracture Permeability under Conditions of Various Lithofacial Zones of the Tournaisian-Fammenian Oil Fields in the Upper Kama Region // Moscow University Geology Bulletin. 2019. Vol. 74. № 6. P. 573-581. DOI: 10.3103/S0145875219060061

40. *Ибрагимов И.И., Индрупский И.М., Лутфуллин А.А.* Оценка эффекта геомеханического воздействия с помощью гидродинамического моделирования // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли. 2020. Т. 1. С. 89-98.

Авторы: **И.М.Индрупский,** *д-р техн. наук, заместитель директора по научной работе, главный научный сотрудник, i-ind@ipng.ru, https://orcid.org/0000-0002-0038-6279* (*Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия*), **И.И.Ибрагимов**, *канд. техн. наук, доцент, https://orcid.org/0000-0002-1278-5955* (*Альметьевский государственный нефтяной институт, Альметьевск, Россия*), **Т.Н.Цаган-Манджиев,** *канд. техн. наук, научный сотрудник, https://orcid.org/0000-0001-8445-3151* (*Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия*), **А.А.Лутфуллин,** *канд. техн. наук, заместитель начальника департамента*, *https://orcid.org/0000-0002-6219-1848* (*СП «Татнефть-Добыча», Альметьевск,* Россия), **А.П.Чиркунов,** *заместитель начальника управления*, *https://orcid.org/0000-0002-9822-0479* (*СП «Татнефть-Добыча», Альметьевск, Россия*), **Р.И.Шакиров,** *главный специалист управления*, *https://orcid.org/0000-0002-8557-2213* (*СП «Татнефть-Добыча», Альметьевск, Россия*), **Ю.В.Алексеева,** *младший научный сотрудник, https://orcid.org/0000-0001-5108-5874* (*Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия*).

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0