

Анатолий Александрович КИСЛИЦЫН¹
Никита Владимирович ЛИПАТОВ²

УДК 622.276+531.2

ВОЗДЕЙСТВИЕ ВОДЫ И CO₂ НА МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ ГОРНЫХ ПОРОД

¹ доктор физико-математических наук, профессор
кафедры прикладной и технической физики,
Тюменский государственный университет
a.a.kislitsyn@utmn.ru

² аспирант кафедры прикладной и технической физики,
Тюменский государственный университет,
заведующий лабораторией механических исследований
ООО «Корэстест Сервис»
lipatov.n.v@mail.ru

Аннотация

Представлены результаты экспериментального исследования прочности на трехосное сжатие низкопроницаемых образцов доломита с различным ограничивающим давлением (от 2 до 20 МПа), разными поровыми флюидами (сухой воздух, вода, CO₂) и различными температурами (от 25 до 150 °С). Эксперименты проводились на установке, позволяющей измерить модуль упругости, коэффициент Пуассона, предел текучести, напряжение разрушения, а также соответствующую осевую и радиальную деформацию. Были выполнены две группы экспериментов: в первой исследовалось влияние ограничивающего давления на напряжение разрушения образцов керна без закачки поровой жидкости; во второй группе изучалось влияние температуры на механические свойства образцов керна, в поры которых закачивалась вода или CO₂ в сверхкритическом состоянии. Показано, что прочность породы увеличивается с увеличением ограничивающего

Цитирование: Кислицын А. А. Воздействие воды и CO₂ на механические свойства низкопроницаемых горных пород / А. А. Кислицын, Н. В. Липатов // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2021. Том 7. № 2 (26). С. 130-146.
DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-2-130-146

давления. При увеличении ограничивающего давления с 2 до 20 МПа прочность на сжатие увеличивается с 86 до 370 МПа. Закачка поровой жидкости снижает эффективное ограничивающее давление, и прочность кернов снижается приблизительно в полтора раза. Температура оказывает значительное влияние на прочность породы при ограничивающем давлении менее 15 МПа, причем это влияние температуры на прочность не является монотонным. Нагревание от комнатной температуры до 90 °С (при ограничивающем давлении до 15 МПа) повышает прочность доломита, но при дальнейшем нагреве прочность образцов уменьшается. При увеличении ограничивающего давления выше 15 МПа влияние температуры на прочность образцов доломита снижается. Обсуждаются возможные причины этих особенностей.

Ключевые слова

Воздействие на пласт, углекислота, сверхкритический флюид, повышение нефтеотдачи, гидроразрыв пласта, низкопроницаемые породы, трехосное сжатие, прочность на сжатие.

DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-2-130-146

Введение

Для нефтяных месторождений, находящихся на поздней стадии разработки, месторождений с вязкой и высоковязкой нефтью, с низкопродуктивными пластами, приходится применять различные методы увеличения нефтеотдачи, которые позволяют повысить коэффициент извлечения нефти (КИН); такие методы называются третичными [5]. Доля месторождений в России, для которых применение третичных методов может быть эффективным, оценивается в 55% [3]. Данные технологии позволяют увеличить КИН на 25% и более, снизить темпы падения добычи, и, таким образом, продлить рентабельную эксплуатацию месторождения.

Одним из наиболее эффективных методов увеличения КИН как в России, так и за рубежом, считается закачка в пласт сжиженного либо растворенного в воде под большим давлением углекислого газа CO_2 (такая вода называется «карбонизированной») [1, 3]. Увеличение КИН объясняется тем, что углекислый газ растворяется в воде значительно лучше, чем другие газы, а в нефти его растворимость еще в 4-8 раз выше, чем в воде. При этом снижается вязкость нефти, а также уменьшается межфазное натяжение на контакте нефть — вода. Эффект закачки карбонизированной воды может заключаться также в снижении эффективного напряжения и индуцированного роста трещин [1]. Применение CO_2 при гидроразрыве пласта (ГРП) позволяет повысить его эффективность. Установлено, что CO_2 может снизить давление разрыва, способствуя распространению трещин; ГРП с использованием CO_2 приводит к образованию более широких и длинных трещин по сравнению с ГРП без использования CO_2 , тем самым облегчая введение и размещение пропантанта в пласт.

Однако эффективность воздействия CO_2 на пласт зависит от большого количества факторов (пластовые условия, свойства пластовых флюидов и др.),

поэтому результаты воздействия CO_2 на пластовую систему неоднозначны. Более того, в результате анализа результатов широкого применения закачки CO_2 на объектах с различными геолого-техническими характеристиками зафиксированы побочные отрицательные эффекты [4]. В частности, закачка под высоким давлением углекислого газа или карбонизированной воды может вызвать разрушение некоторых типов пород и снижение фильтрационных характеристик пласта. Поэтому большой практический интерес представляют эксперименты по изучению воздействия карбонизированной воды и CO_2 под высоким давлением на прочностные и другие механические свойства различных типов горных пород, поставленные в условиях, максимально приближенных к реальным пластовым условиям. Исследование и анализ таких свойств — прежде всего механической прочности — и является целью данной статьи.

Схема экспериментальной установки

Установка (рис. 1) состоит из трехосной испытательной системы с внутренним подогревом, в которой в качестве ограничивающей среды используется трансмиссионное масло. Температура регулируется с помощью измерителя-регулятора ТРМ202 в диапазоне от комнатной температуры до $150\text{ }^\circ\text{C}$ с разрешением $\pm 0,2\text{ }^\circ\text{C}$. Терморегулятор ТРМ202 предназначен для измерения, регистрации и регулирования температуры теплоносителей и различных сред в холодильной технике, сушильных шкафах, печах различного назначения и другом технологическом оборудовании, а также для измерения других физических параметров. Класс точности 0,5 (термопара) и 0,25 (другие типы сигналов). Осевая нагрузка на образец (кern) измеряется непосредственно с помощью внутреннего тензодатчика. Грузоподъемность узла осевой нагрузки составляет 250 кН, а скорость перемещения варьируется от 0,5 до 50 мкм/с. Осевое сжатие образца измеряется с помощью двух линейных датчиков осевой деформации LVDT (Linear Variable Differential Transformer — дифференциальный трансформатор для измерения линейных перемещений) с диапазоном измерения 0–5 мм ($\pm 2,5$ мкм). Радиальная деформация образца измеряется с помощью датчика радиальной деформации с диапазоном измерения 10 мкм (рис. 2). Сигналы всех трех датчиков поступают на экстензометр — прибор для измерения деформации образца во время проведения испытаний на растяжение или сжатие, позволяющий напрямую измерять деформацию образца во время приложения нагрузки; разрешающая способность составляет 0,3 мкм и класс точности 1 и 0,5. Программируемый логический контроллер (ПЛК) используется для сбора экспериментальных данных и управления устройством через компьютер.

Схема установки образца в кернодержателе показана на рис. 2. Образец (кern) в кернодержателе обсажен тефлоновой термоусадочной трубкой, которая отделяет поровую жидкость от масла, находящегося под давлением. Таким образом, на боковую поверхность образца действует внешнее ограничивающее давление P_c ; в порах образца находится жидкость или газ под давлением P_p (поровое давление), а в осевом направлении в процессе эксперимента на образец

накладывается постепенно нарастающая сжимающая нагрузка, позволяющая измерить модуль упругости, коэффициент Пуассона, предел текучести, напряжение разрушения, а также соответствующую осевую и радиальную деформацию. Давление поровой жидкости и ограничивающее давление регулируются двумя объемными насосами с сервоуправлением (насос ISCO).

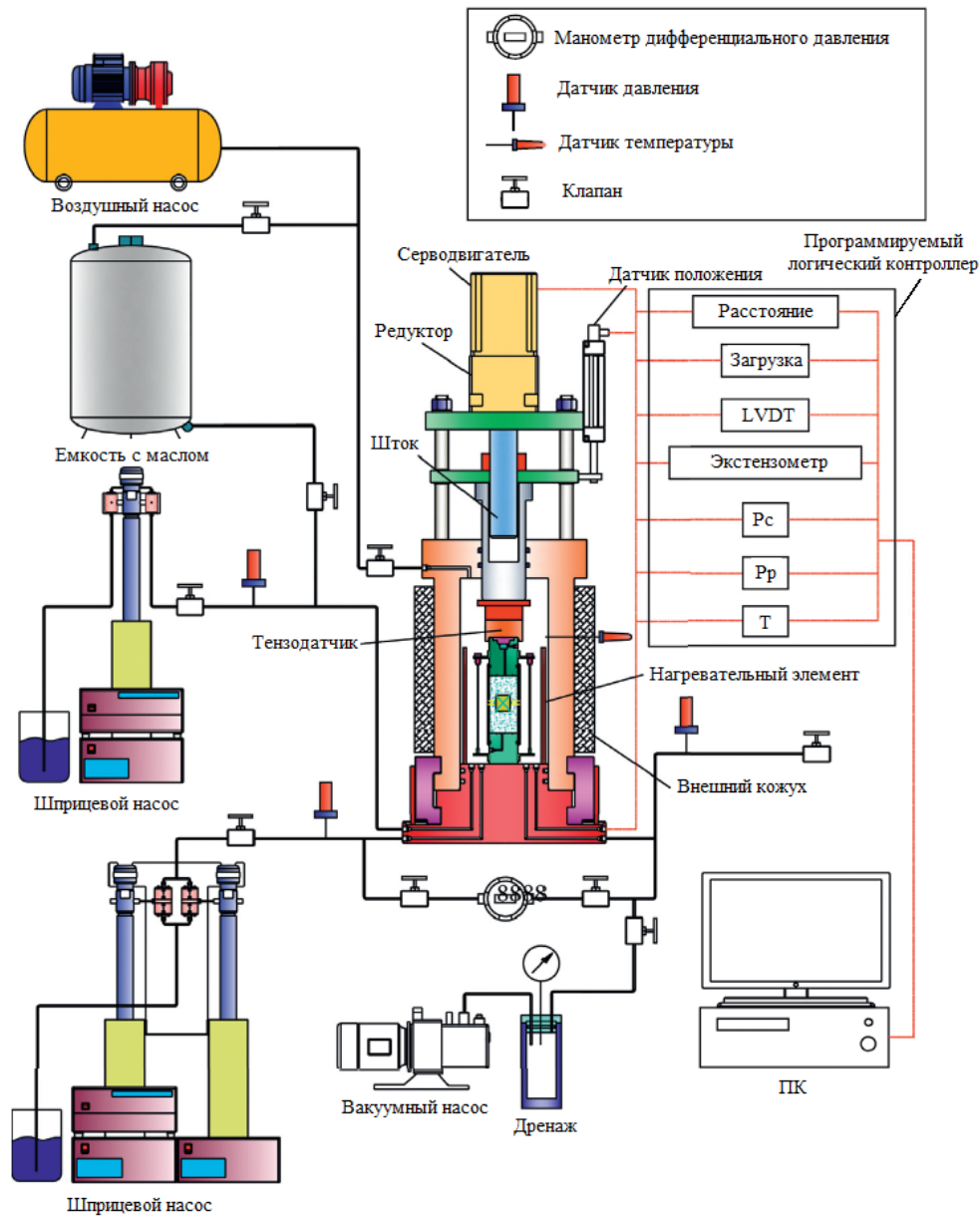


Рис. 1. Принципиальная схема испытательной установки

Fig. 1. Schematic diagram of the test setup

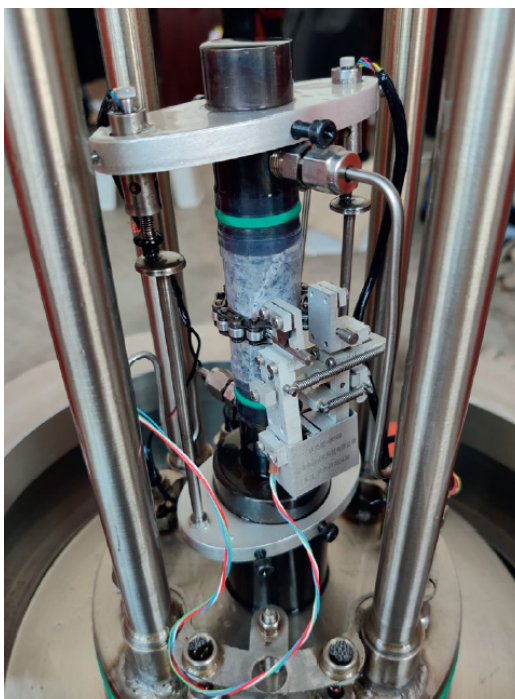


Рис. 2. Внешний вид и схема кернодержателя

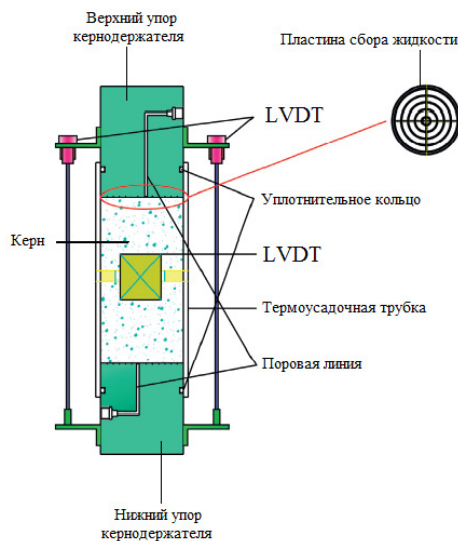


Fig. 2. Appearance and layout of the core holder

Методика выполнения эксперимента

Перед началом экспериментов подготовленные в соответствии с ГОСТ [2] образцы устанавливали в кернодержатель, с подключенными датчиками осевой и радиальной деформации (рис. 2). Затем кернодержатель помещали в емкость с маслом для достижения заданного значения пластовой температуры при открытом выпускном клапане (из-за теплового расширения масла). После стабилизации температуры (в течение нескольких часов), ограничивающее (боковое) давление путем работы насосов устанавливали до заданного значения. Затем воду в поровой линии с обеих сторон откачивали вакуумным насосом в течение получаса, а для высушивания образца (для удаления остаточной воды), использовался азот под высоким давлением. Затем около часа в поры образца с помощью пресса нагнетался углекислый газ CO_2 до заданного значения P_p . Температуру контролировали с помощью двух термодатчиков, которые находились в емкости с маслом и около образца. Когда температура снова становилась стабильной, включали серводвигатель, создающий осевое сжатие образца, со скоростью смещения 5 мкм/с до тех пор, пока образец не ломался.

Результаты и обсуждение

Влияние напряженного состояния на механические свойства низкопроницаемых горных пород ранее уже изучалось на основе различных критериев разрушения.

Опубликованные результаты экспериментальных исследований показали, что на механические свойства таких пород влияет ограничивающее давление, поровое давление и температура [7].

Нами были выполнены две группы экспериментов на образцах, состоящих на 95% и более из минерала доломита. (Доломит — типичный низкопроницаемый минерал из класса карбонатов; его проницаемость составляет $\leq 0,001$ мДа.) Отличительной особенностью наших экспериментов были высокие давления и температуры, характерные для реальных пластовых условий.

В первой группе экспериментов исследовалось влияние ограничивающего давления P_c . Были проведены измерения напряжения разрушения $(\sigma_1 - \sigma_3)_{\text{макс}}$ при трехосном сжатии при различных условиях ограничивающего давления при температурах 25°C и 60°C, без закачки поровой жидкости ($P_p = 0$). Результаты приведены в таблице 1 вместе с соответствующими экспериментальными условиями.

Во второй группе экспериментов изучалось влияние воды, CO_2 в сверхкритическом состоянии и температуры на механические свойства доломита. Название «сверхкритическое состояние» связано с тем, что во всех экспериментах с углекислым газом давление P_p и температура превышали параметры его критической точки ($T_{\text{крит}} = 31,1$ °C и $P_{\text{крит}} = 7,38$ МПа). Были проведены три серии испытаний на трехосное сжатие: «сухие» испытания (закачка воздуха), закачка воды и закачка CO_2 . Каждая серия экспериментов проводилась при четырех значениях температуры: 60 °C, 90 °C, 120 °C и 150 °C. Экспериментальные условия и результаты представлены в таблицах 2 и 3. Для всех экспериментов эффективное напряжение ($P_c - P_p$) было установлено на уровне 5 МПа.

В таблице 3 перечислены результаты измерения механических свойств испытанных образцов, включая пиковое напряжение (напряжение разрушения $(\sigma_1 - \sigma_3)_{\text{макс}}$), предел текучести (точка, в которой кривая напряжения — деформации значительно отклоняется от линейности), модуль Юнга и коэффициент Пуассона при напряжении 50% от пикового значения, а также осевую деформацию при пиковом напряжении. Как видно из приведенных результатов, в среднем модуль Юнга образцов без закачки жидкости больше, чем в условиях закачки воды и CO_2 . Коэффициент Пуассона (отношение осевой деформации к поперечной деформации) при напряжении 50% от пикового значения также снижается при закачке поровой жидкости. Зависимость перечисленных параметров от температуры является более сложной и рассмотрена ниже.

Рис. 3 показывает, что прочность породы увеличивается с увеличением ограничивающего давления. Когда к образцу прикладывают ограничивающее давление 2 МПа, максимальное напряжение $(\sigma_1 - \sigma_3)_{\text{макс}}$ составляет 86,0 МПа. Прочность на сжатие увеличивается до 370 МПа при приложении ограничивающего давления 20 МПа. Температура оказывает значительное влияние на прочность породы в условиях низкого (менее 15 МПа) ограничивающего давления. После того, как ограничивающее давление достигает 15 МПа, повышение температуры выше 60 °C мало влияет на прочность образца доломита.

Таблица 1

Влияние ограничивающего давления и температуры

Номер образца	P_c , МПа	P_p , МПа	T , °C	$(\sigma_1 - \sigma_3)_{\max}$, МПа
1.1	2	0	25	86
2.1	2	0	60	170
3.1	5	0	25	110
4.1	5	0	60	176,9
5.1	10	0	25	155,7
6.1	10	0	60	253,4
7.1	15	0	25	311,2
8.1	15	0	60	301,5
9.1	20	0	25	350,9
10.1	20	0	60	355,4

Table 1

The influence of the limiting pressure and temperature

Таблица 2

Условия экспериментов по трехосному сжатию с учетом влияния поровой жидкости и температуры

Номер образца	P_c , МПа	P_p , МПа	Поровая жидкость	T , °C
1.2	5	0	Воздух	60
2.2	5	0	Воздух	90
3.2	5	0	Воздух	120
4.2	5	0	Воздух	150
5.2	15	10	Вода	60
6.2	15	10	Вода	90
7.2	15	10	Вода	120
8.2	15	10	Вода	150
9.2	15	10	CO ₂	60
10.2	15	10	CO ₂	90
11.2	15	10	CO ₂	120
12.2	15	10	CO ₂	150

Table 2

The conditions for triaxial compression experiments taking into account the effect of pore fluid and temperature

Таблица 3

Механические свойства образцов доломита в условиях нагнетания жидкости и высоких температур

Table 3

Mechanical properties of dolomite samples under conditions of liquid injection and high temperatures

Номер образца	$(\sigma_1 - \sigma_3)_{\text{макс}}$, МПа	Предел текучести, МПа	Модуль Юнга, ГПа	Коэффициент Пуассона	Осевая деформация при максимальном напряжении
1.2	176,9	164	22,5	0,353	0,876
2.2	202,4	193,8	17,6	0,262	1,173
3.2	159,1	133,2	51,3	0,39	0,549
4.2	140,2	119,4	40,1	0,179	0,594
5.2	213,3	196,7	18,4	0,213	1,142
6.2	195,1	187,3	19,5	0,129	1,063
7.2	172,6	155,1	24,2	0,288	0,872
8.2	178,7	151,4	14,4	0,194	0,975
9.2	196,1	183,4	17,8	0,182	1,045
10.2	217,8	199,6	12,1	0,233	1,353
11.2	168,7	156,5	17,5	0,244	1,438
12.2	119,1	112,3	19,2	0,229	1,436

На рис. 4а, 4б, 5а представлены кривые «напряжение — деформация», полученные в экспериментах по трехосному сжатию при различных температурах и условиях закачки жидкости. На этих рисунках по вертикальной оси отложена текущая разность осевого и радиального напряжений ($\sigma_1 - \sigma_3$), а по горизонтальной оси — соответствующие значения осевой и радиальной деформации ε_1 и ε_2 . В положительном направлении отложена осевая деформация (сжатие) ε_1 , а в противоположном направлении — радиальная деформация ε_2 (расширение), т. к. при осевом сжатии образец деформируется, приобретая бочкообразную форму, т. е. немного увеличивается в радиальном направлении. На кривых ε_2 достаточно четко видны стадии упругости, уплотнения и разрушения. Без закачки жидкости, а также при закачке CO₂ повышение температуры до 90°C увеличивает прочность доломита на сжатие, а при дальнейшем повышении температуры пиковое напряжение, т. е. прочность, уменьшается (рис. 4а и 4б). При закачке воды прочность образцов монотонно уменьшается с ростом температуры (рис. 5а).

На рис. 5б приведена усредненная зависимость прочности (пиковых напряжений) породы в зависимости от температуры при различных условиях закачки

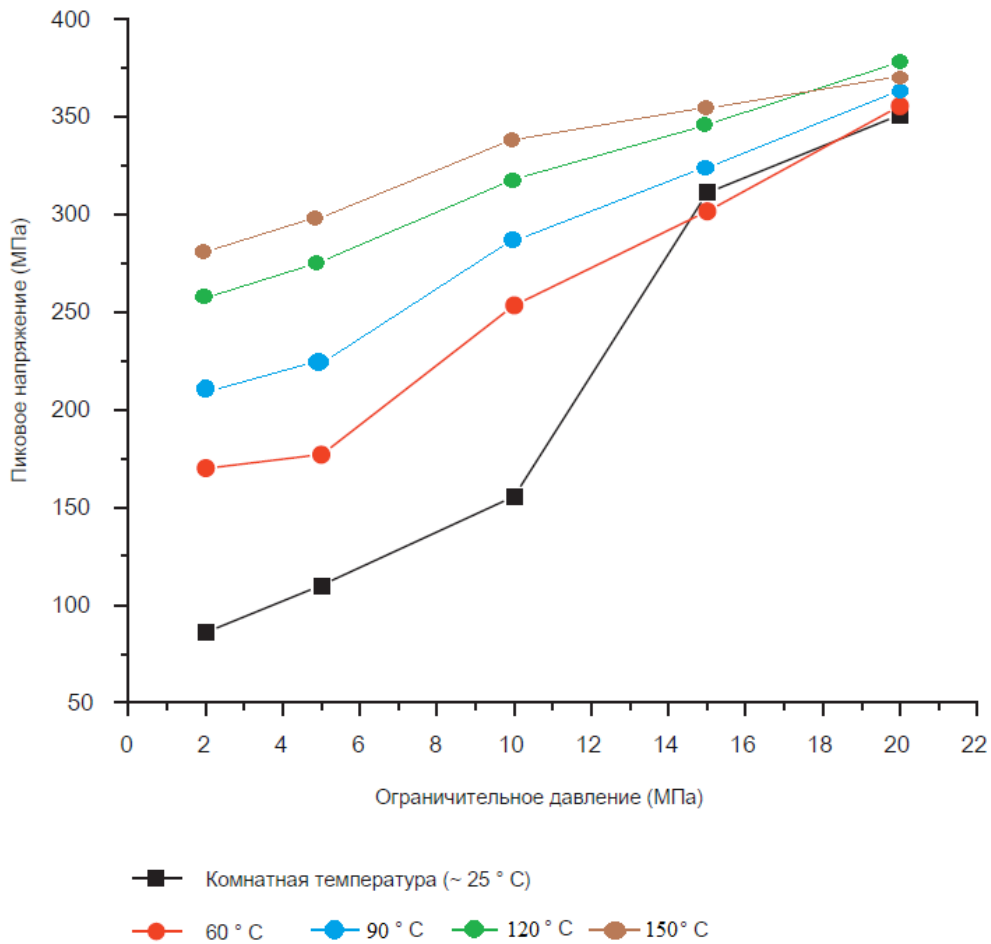


Рис. 3. Эффект ограничивающего давления и температуры на прочность при сжатии образцов доломита

Fig. 3. The effect of limiting pressure and temperature on the compressive strength of dolomite specimens

жидкости, полученная аппроксимацией всех экспериментальных пиковых напряжений квадратичной параболой по методу наименьших квадратов (МНК):

$$(\sigma_1 - \sigma_3)_{\max} = (58,9 + 3,1466T - 0,01747T^2) \text{ МПа};$$

коэффициент корреляции $R_2 = 0,66$.

Прочность на сжатие многих типов горных пород была изучена при различных ограничивающих давлениях с помощью лабораторных испытаний [7]. Хорошо известно, что прочность породы на сжатие увеличивается с увеличением ограничивающего давления P_c [7]. Наши исследования, как показано на рис. 3, подтверждают этот факт. Когда закачивается поровая жидкость, то по мере увеличения порового давления, эффективное ограничивающее давление уменьшается. Результаты наших экспериментов также подтверждают этот вывод.

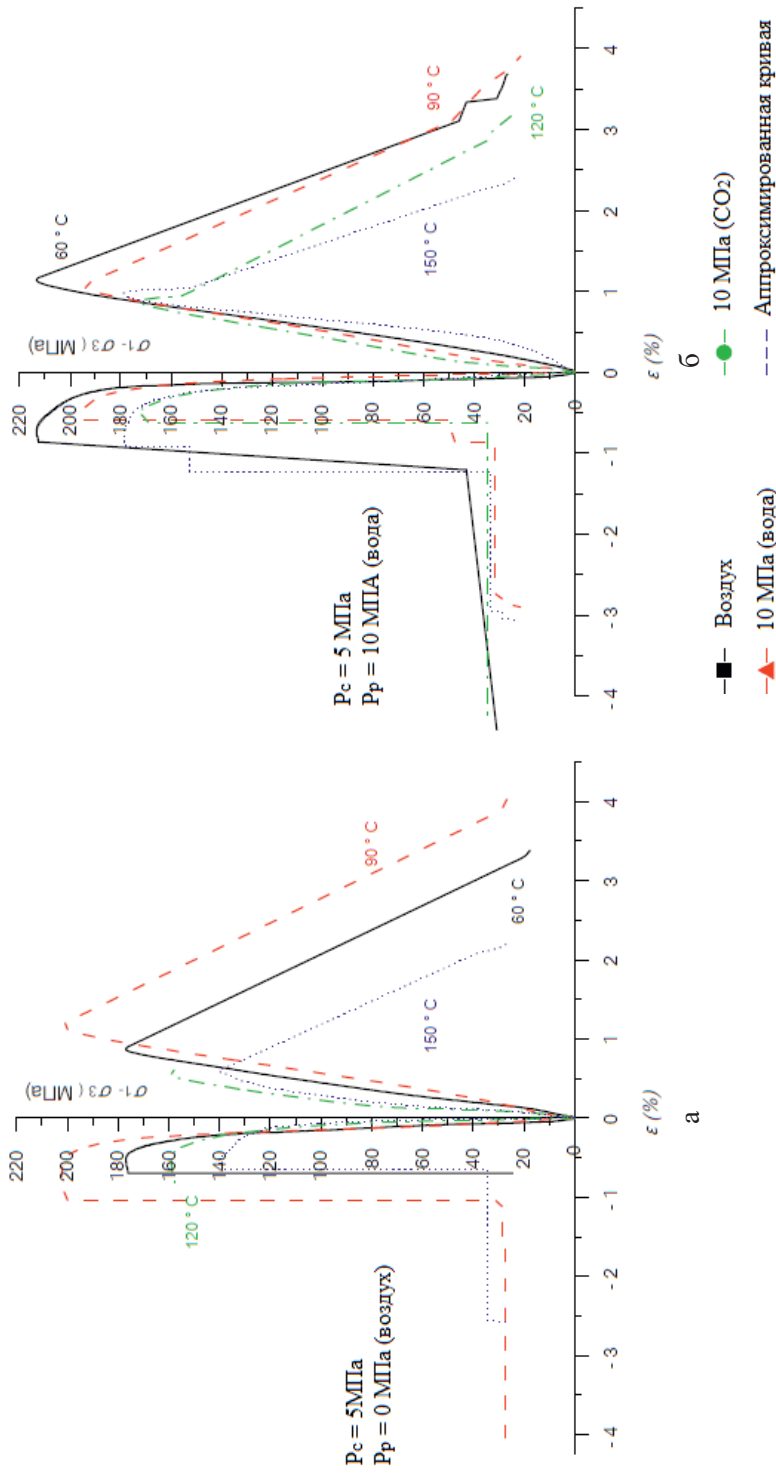


Рис. 4. Результаты экспериментов по трехосному сжатию образцов доломита при эффективном ограниченном давлении ($P_c - P_p$) = 5 МПа: а) «сухие» испытания, $P_c = 5$ МПа, $P_p = 0$; б) закачка воды, $P_c = 15$ МПа, $P_p = 10$ МПа

Fig. 4. The results of experiments on triaxial compression of dolomite samples at effective limiting pressure ($P_c - P_p$) = 5 MPa: a) "dry" testing, $P_c = 5$ MPa, $P_p = 0$; б) water injection, $P_c = 15$ MPa, $P_p = 10$ MPa

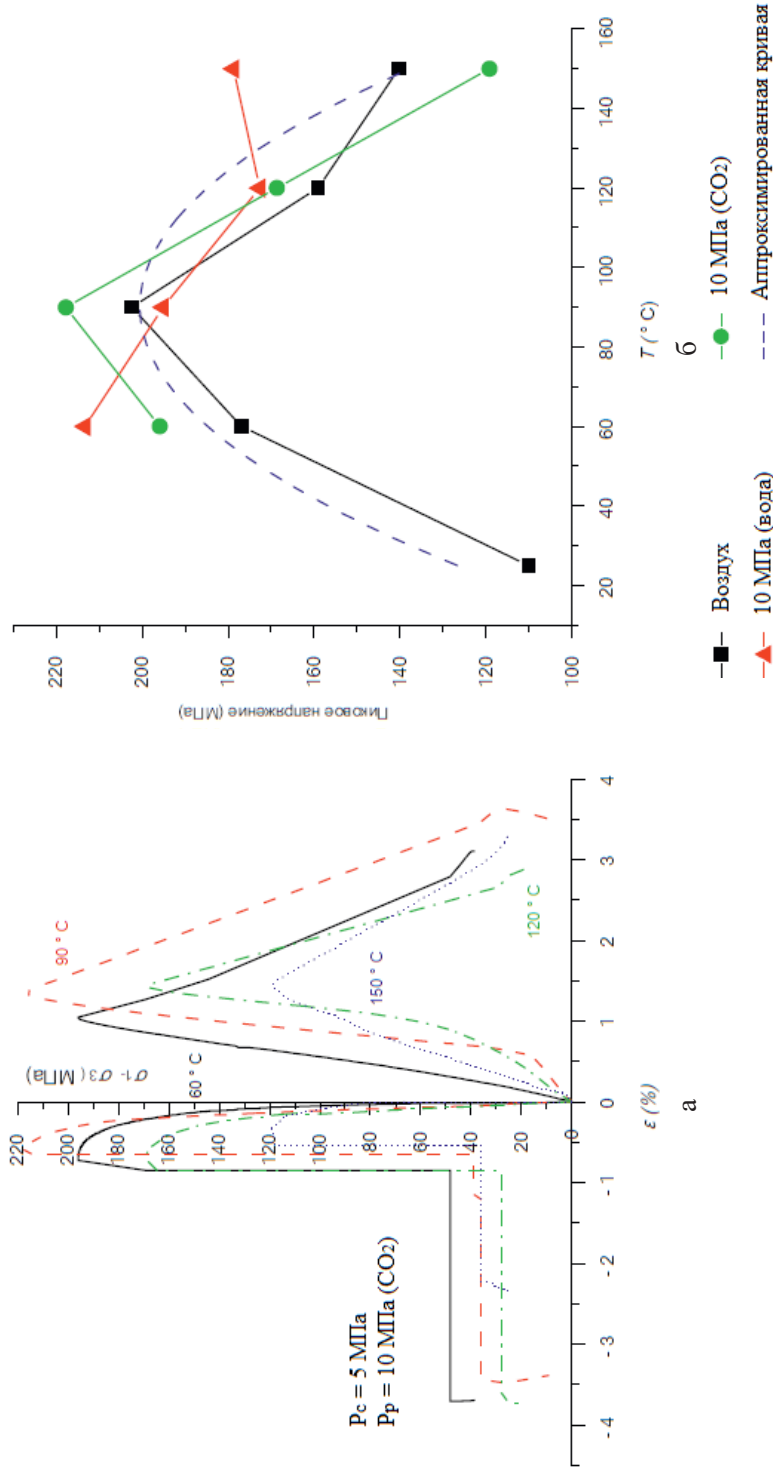


Fig. 5. The results of experiments on triaxial compression of dolomite samples at effective limiting pressure ($P_c - P_p$) = 5 MPa: а) CO₂ injection, $P_c = 15 \text{ MPa}$, $P_p = 10 \text{ MPa}$; б) temperature dependence peak stress of dolomite specimens at ($P_c - P_p$) = 5 MPa

Рис. 5. Результаты экспериментов по трехосному сжатию образцов доломита при эффективном ограничивающем давлении ($P_c - P_p$) = 5 МПа: а) закачка CO₂, $P_c = 15 \text{ МПа}$, $P_p = 10 \text{ МПа}$; б) зависимость пикового напряжения образцов доломита от температуры при ($P_c - P_p$) = 5 МПа

Как следует из рис. 3 и 5б, закачка поровой жидкости снижает прочность доломита в условиях ограничивающего давления 15 МПа и 60 °С. Согласно экспериментальным данным, прочности образцов сухого доломита при одинаковом эффективном ограничивающем давлении ($P_c - P_p$) и температуре, и доломита, содержащего поровый флюид, аналогичны (рис. 4а, 4б, 5а). Хотя объем закачиваемой поровой жидкости изменяется во время сжатия, прочность доломита по-прежнему определяется эффективным ограничивающим давлением.

Влияние температуры на прочность не является однозначным. Экспериментальные данные, представленные на рис. 3, показывают, что нагревание от комнатной температуры до 60 °С может повысить прочность доломита при ограничивающем давлении не выше 15 МПа. Этот эффект может быть вызван закрытием ранее существовавших трещин из-за теплового расширения [10]. При более высоком ограничивающем давлении влияние нагрева на прочность доломита уменьшается (рис. 3). Это можно объяснить тем, что под действием высокого давления трещины закрыты и без нагрева. Как показано на рис. 4а — 5б, прочность сухих образцов и образцов с CO_2 с повышением температуры сначала растет, но после достижения 90°С уменьшается. Увеличение прочности связано, как уже отмечено выше, с закрытием ранее существовавших трещин, а снижение прочности может происходить из-за того, что продолжающееся повышение температуры приводит к образованию новых трещин [10].

В интервале температур приблизительно от 70 до 120 °С наблюдается более высокая прочность кернов, насыщенных CO_2 , по сравнению с кернами, насыщенными водой. Это подтверждается также и исследованиями других авторов. Ряд авторов полагает, что закачка воды и водонасыщение снижают прочность породы из-за снижения эффективного напряжения и ее смягчающего действия на породу [8, 11, 12]. С нашей точки зрения данный факт можно объяснить также более высокой вязкостью воды, по сравнению с вязкостью углекислого газа (таблица 4, [9]). Как видно из таблицы 5, объем закачанного углекислого газа в наших экспериментах был существенно больше, чем объем воды при тех же значениях давления и температуры. Это можно объяснить тем, что из-за более высокой вязкости вода не попадает в мелкие поры и трещины, доступные для проникновения в них CO_2 , что и приводит к снижению прочности образца на сжатие.

Выводы

Результаты экспериментов по трехосному (всестороннему) сжатию, выполненных в данном исследовании, показывают, что механические свойства доломита чувствительны к ограничивающему давлению, температуре и виду поровой жидкости.

Показано, что увеличение ограничивающего давления с 2 до 20 МПа на боковую поверхность цилиндрических образцов доломита, поры которых заполнены воздухом, увеличивает прочность на сжатие этих образцов в несколько раз: с 86 до 370 МПа.

Таблица 4

Вязкость и плотность воды и сверхкритического CO₂ при разных температурах

T, °C	10 МПа (вода)		10 МПа (CO ₂)	
	Вязкость, Па · с	Плотность, кг/м ³	Вязкость, Па · с	Плотность, кг/м ³
60	468,65	987,48	23,841	289,95
90	317,06	969,78	21,799	202,93
120	234,62	947,94	22,077	167,31
150	184,86	922,32	22,840	145,56

Table 4

Viscosity and density of water and supercritical CO₂ at different temperatures

Таблица 5

Объем закачиваемой жидкости в различных экспериментальных условиях

T, °C	60 °C	90 °C	120 °C	150 °C
Жидкость				
Вода, мл	0,176	0,128	0,118	0,142
CO ₂ , мл	1,353	2,079	1,384	1,617

Table 5

The volume of injected fluid under various experimental conditions

Установлено, что закачка воды или CO₂ (в сверхкритическом состоянии) в поровое пространство образцов из доломита значительно (на 50% и более) снижает их прочность на сжатие и упругость. Это свидетельствует о появлении в образцах дополнительных трещин, что является положительным эффектом с точки зрения повышения проницаемости пористой среды. Данный эффект более заметен при закачке CO₂.

Обнаружено немонотонное влияние нагревания доломитовых образцов керна на их механические свойства. При ограничивающем давлении менее 15 МПа повышение температуры от 25 до приблизительно 90 °C повышает прочность доломита, но при дальнейшем нагреве прочность образцов уменьшается. При более высоком ограничивающем давлении влияние температуры уменьшается.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Байков Н. М. Опыт повышения нефтеотдачи на месторождениях США путем закачки CO₂ / Н. М. Байков // Нефтяное хозяйство. 2012. № 11. С. 141-143.

2. ГОСТ 5180-2015 «Грунты. Методы лабораторного определения физических характеристик» // Электронный фонд правовой и нормативно-технической информации. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200126371>
3. Закиев И. Д. Исследование процесса вытеснения вязкой нефти сверхкритическим диоксидом углерода в широком интервале изменения термобарических условий // И. Д. Закиев, А. В. Радаев, Р. Л. Рахимов, А. Н. Сабирзянов // Материалы XIV Российской конференции по теплофизическим свойствам веществ (РКТС-14): в 2 томах. Пленарные и устные доклады. Казань: Отечество, 2014. Том 1. С. 366-368.
4. Солодовников А. О. Применение CO₂-содержащих составов для повышения нефтеотдачи пластов / А. О. Солодовников, О. В. Андреев // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2012. № 5. С. 69-74.
5. Сургучев Л. М. Обзор третичных методов увеличения нефтеотдачи / Л. М. Сургучев // Нефтяное хозяйство. 2001. № 5. С. 50-54.
6. Alejano L. R. Triaxial strength and deformability of intact and increasingly jointed granite samples / L. R. Alejano, J. Arzúa, N. Bozorgzadeh, J. P. Harrison // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. 2017. Vol. 95. Pp. 87-103. DOI: 10.1016/j.ijrmms.2017.03.009
7. Chen Y. Permeability Evolution in Granite under Compressive Stress Condition // Geotechnical and Geological Engineering. 2018. Vol. 36, No. 8. Pp. 641-647. DOI: 10.1007/s10706-017-0313-x
8. Kranz R. L. The effects of confining pressure and stress difference on static fatigue of granite / R. L. Kranz // Journal of Geophysical Research. 2009. Vol. 85. Pp. 37-66. DOI: 10.1029/JB085iB04p01854
9. Linstrom P. J. NIST Chemistry WebBook / P. J. Linstrom, W. G. Mallard // National Institute of Standards and Technology. URL: <https://webbook.nist.gov/chemistry/>
10. Nasserli M. H. B. Fracture Toughness and Fracture Roughness Interrelationship in Thermally treated Westerly Granite / M. H. B. Nasserli, B. S. A. Tatone, G. Grasselli, R. P. Young // Rock Physics and Natural Hazards. 2018. Vol. 166. Pp. 641-647. DOI: 10.1007/978-3-0346-0122-1_4
11. Noorian-Bidgoli M. Water Pressure Effects on Strength and Deformability of Fractured Rocks Under Low Confining Pressures / M. Noorian-Bidgoli, L. Jing // Rock Mechanics and Rock Engineering. 2015. Vol. 48. Pp. 971-985. DOI: 10.1007/s00603-014-0628-3
12. Zoback M. D. Reservoir Geomechanics / M. D. Zoback. New York: Cambridge University Press, 2007. 504 pp.

Anatolii A. KISLITSYN¹
Nikita V. LIPATOV²

UDC 622.276+531.2

IMPACT OF WATER AND CO₂ ON THE MECHANICAL PROPERTIES OF LOW PERMEABLE ROCKS

¹ Dr. Sci. (Phys.-Math.), Professor,
Department of Applied and Technical Physics,
University of Tyumen
a.a.kislitsyn@utmn.ru

² Postgraduate Student,
Department of Applied and Technical Physics,
University of Tyumen;
Head of Mechanical Research Laboratory, Coretest Service Ltd.
lipatov.n.v@mail.ru

Abstract

This article features experiments on triaxial compression of low-permeable dolomite samples with different confining pressures (2-20 MPa), different pore fluids (dry air, water, CO₂), and different temperatures (25-150 °C). The authors have studied the effect of confining pressure, pore fluid and temperature on the strength properties of the studied samples. The results show an increase in the strength with growing confining pressure. When the confining pressure increases from 2 to 20 MPa, the compressive strength increases from 86 to 370 MPa. Temperature has a significant effect on rock strength under low confining pressure conditions. With the increasing confining pressure reaching 15 MPa, increasing temperature has little effect on the strength of dolomite samples. Under an effective confining pressure of 5 MPa, the temperature weakening occurs on the dolomite specimens when the temperature exceeds 90 °C. During compression, liquid diffusion occurs in the specimens. Higher water viscosity can cause a temporary decrease in effective confining pressure, which can

Citation: Kislitsyn A. A., Lipatov N. V. 2021. "Impact of water and CO₂ on the mechanical properties of low permeable rocks". Tyumen State University Herald.. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 7, no. 2 (26), pp. 130-146.
DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-2-130-146

increase the strength of the rock. More prominent fractures are observed in the samples, and more fluid is injected under CO₂ injection conditions, which may be useful for increasing the permeability of the geothermal reservoir. Two groups of experiments have been performed on the samples in this study: the first group of experiments investigated the effect of confining pressure on the fracture stress of core samples, without pore fluid injection; the second group of experiments investigated the effect of water or CO₂ and temperature on the mechanical properties of core samples.

Keywords

Effect on oil reservoir, carbon dioxide, supercritical fluid, enhanced oil recovery, hydraulic fracturing of oil reservoir, low-permeability rocks, triaxial compression, compressive strength.

DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-2-130-146

REFERENCES

1. Baikov N. M. 2012. "Experience in improving oil recovery in the U.S. fields by injecting CO₂". *Oil Economy*, no. 11, pp. 141-143. [In Russian]
2. GOST 5180-2015. "Soils. Methods of laboratory determination of physical characteristics". *Electronic Fund of Legal and Regulatory-Technical Information*. <https://docs.cntd.ru/document/1200126371> [In Russian]
3. Zakiev I. D., Radaev A. V., Rakhimov R. L., Sabirzyanov A. N. 2014. "Study of viscous oil displacement by supercritical carbon dioxide in a wide range of changing thermobaric conditions". *Proceedings of 14th Russian Conference on Thermophysical Properties of Substances (RKTS-14): in 2 vols. Plenary and Oral Reports*, vol. 1, pp. 366-368. Kazan: Otechestvo. [In Russian]
4. Solodovnikov A. O., Andreev O. V. 2012. "Application of CO₂-containing compositions to enhance oil recovery". *Proceedings of Higher Educational Institutions. Oil and Gas*, no. 5, pp. 69-74. [In Russian]
5. Surguchev L. M. 2001. "Review of tertiary methods of oil recovery enhancement". *Oil economy*, no. 5, pp. 50-54. [In Russian]
6. Alejano L. R., Arzúa J., Bozorgzadeh N., Harrison J. P. 2017. "Triaxial strength and deformability of intact and increasingly jointed granite samples". *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, vol. 95, pp. 87-103. DOI: 10.1016/j.ijrmms.2017.03.009
7. Chen Y. 2018. "Permeability evolution in granite under compressive stress condition". *Geotechnical and Geological Engineering*, vol. 36, no. 8, pp. 641-647. DOI: 10.1007/s10706-017-0313-x
8. Kranz R. L. 2009. "The effects of confining pressure and stress difference on static fatigue of granite". *Journal of Geophysical Research*, vol. 85, pp. 37-66. DOI: 10.1029/JB085iB04p01854
9. Linstrom P. J., Mallard W. G. "NIST Chemistry WebBook". National Institute of Standards and Technology. <https://webbook.nist.gov/chemistry/>

10. Nasser M. H. B., Tatone B. S. A., Grasselli G., Young R. P. 2018. "Fracture toughness and fracture roughness interrelationship in thermally treated westerly granite". *Rock Physics and Natural Hazards*, vol. 166, pp. 641-647.
DOI: 10.1007/978-3-0346-0122-1_4
11. Noorian-Bidgoli M., Jing L. 2015. "Water pressure effects on strength and deformability of fractured rocks under low confining pressures". *Rock Mechanics and Rock Engineering*, vol. 48, pp. 971-985.
DOI: 10.1007/s00603-014-0628-3
12. Zoback M. D. 2007. *Reservoir Geomechanics*. New York: Cambridge University Press. 504 pp.