

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ И ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ МЕХАНОХИМИЧЕСКИХ ЭФФЕКТОВ НА ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ, УПРУГИЕ И ПРОЧНОСТНЫЕ СВОЙСТВА ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ

Н.Н. Михайлов¹, С.Н. Попов²

¹РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, ²ИПНГ РАН email: popov@ipng.ru

Разработка нефтяных и газовых месторождений представляет собой сложный процесс, включающий в себя не только изменение гидродинамических характеристик пластов-коллекторов и скважин (давление, дебит, скорость фильтрации), но и множество других физических и химических явлений [1–3]. В связи с тем, что жидкие горючие ископаемые насыщают горные породы-коллекторы, то их извлечение неизменно сказывается на свойствах коллекторов. Общеизвестно, например, что при снижении пластового давления как в прискважинной зоне пласта, так и в продуктивной толще в целом может происходить существенное изменение структуры пустотного пространства (деформирование и уплотнение поровой матрицы, смыкание трещин), вследствие чего изменяются его фильтрационно-емкостные (пористость, проницаемость) и физико-механические (модуль упругости, коэффициент Пуассона, пределы прочности) свойства [4–8]. Подобные процессы носят механический характер.

Не менее важную роль при добыче углеводородов играют химические явления [9–13]. Так, при интенсификации разработки нефтяных месторождений довольно часто применяют систему поддержки пластового давления (ППД) с нагнетанием воды. В связи с тем, что вода является химически активным веществом, то ее использование приводит к возникновению химических реакций, и это влечет за собой выпадение солей и растворение или выщелачивание пород-коллекторов в зонах проникновения нагнетаемой воды. Химическая метаморфизация продуктивных пластов имеет место также и при разработке газовых и газоконденсатных месторождений в случае, когда при изменении термобарических условий происходит выпадение конденсационной воды, которая зачастую гораздо более агрессивна, нежели пластовая. Очевидным является влияние на фильтрационные и механические свойства пород-коллекторов химических реагентов (кислоты, щелочи, ПАВ и др.), применяемых при интенсификации разработки месторождений УВ.

Несмотря на разную природу вышеперечисленных процессов, большинство из них носят взаимосвязанный характер, т.е. являются механохимическими. Подобные явления

изучает раздел физики (посвященный физико-химической механике), одну из основ которого составляет эффект Ребиндера [14–15], описывающий адсорбционное понижение прочности твердого тела. Несмотря на то, что физико-химическая механика и механохимия как отрасли науки сформировались достаточно давно, в настоящее время их приложение в области разработки нефтяных и газовых месторождений изучено довольно слабо, исключение составляют исследования посвященные бурению скважин [16–19].

В данной статье приведен краткий обзор и анализ работ российских и зарубежных специалистов, посвященных исследованию механохимических явлений в горных породах-коллекторах и их наиболее важные результаты. Первые работы, посвященные проявлению эффекта Ребиндера в горных породах, были опубликованы самим академиком П.А. Ребиндером и его коллегами [16, 18–19], и в них отражены результаты исследований влияния добавок химических реагентов (понижителей твердости породы) на скорость бурения скважин. В данных работах утверждается, что горная порода изначально имеет некоторую степень естественной микротрещиноватости. Если порода гидрофильная или нагнетаемая в нее жидкость является химически активной при взаимодействии с поверхностью горной породы, то происходит очень быстрое насыщение микротрещин данной жидкостью, и она адсорбируется на ее поверхности. Такой эффект приводит к появлению сил, расклинивающих микротрещины под воздействием давления жидкости (рис. 1), в результате чего появляются новые микротрещины и происходит рост существующих. Таким образом, уменьшается прочность породы и повышается ее пластичность, что вызвано увеличением количества микротрещин. Чем более активно жидкость адсорбируется на поверхности твердого тела, тем более ярко проявляется эффект Ребиндера.

В работе [16] также указывается на то, что адсорбционное понижение прочности может быть еще более интенсивным при: 1) достаточно медленных деформациях твердого тела; 2) периодических силовых воздействиях.

В вышеприведенной работе понизители твердости делились на две группы [16]:

1. Понижители твердости, эффективность которых имеет максимум при небольшой их концентрации (в основном неорганические электролиты: хлориды металлов NaCl, MgCl₂, CaCl₂, AlCl₃ и щелочи NaOH, Na₂CO₃);

2. Понижители твердости, эффективность которых непрерывно растет с повышением их концентрации в растворе (в основном органические вещества: углеводы, фенолы, амины, сульфонафтенновые кислоты и их щелочные соли).

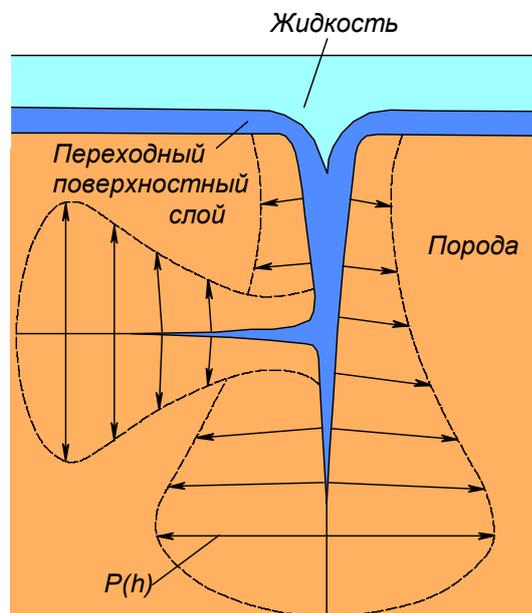


Рис. 1. Схема развития микротрещин и распределение расклинивающего давления при возникновении эффекта Ребиндера (по [16])

Авторы работы провели исследования различных химических составов понизителей твердости с применением лабораторного оборудования (рис. 2). В конечном итоге это позволило дать свои рекомендации для химического состава реагентов в зависимости от типа породы.

В то же время в работах современных исследователей [20–21] указывается на то, что, несмотря на существенный положительный эффект, полученный П.А. Ребиндером и его коллегами в лабораторных экспериментах [16], применение аналогичных понизителей твердости в промышленном бурении зачастую не приводило к росту скорости механического бурения. Автор связывает такой отрицательный эффект с несоответствием условий лабораторного эксперимента и реальных условий бурения скважин. Фактически, при механическом бурении происходит изменение электропроводящих свойств жидкости в полости микротрещин, вызванное: растворением разрушаемого твердого тела в жидкости; обменными процессами в полости микротрещин; диссоциацией загрязнений,

находящихся в диэлектрике и жидкости; изменением поверхностного натяжения жидкости и ее коэффициента динамической вязкости.

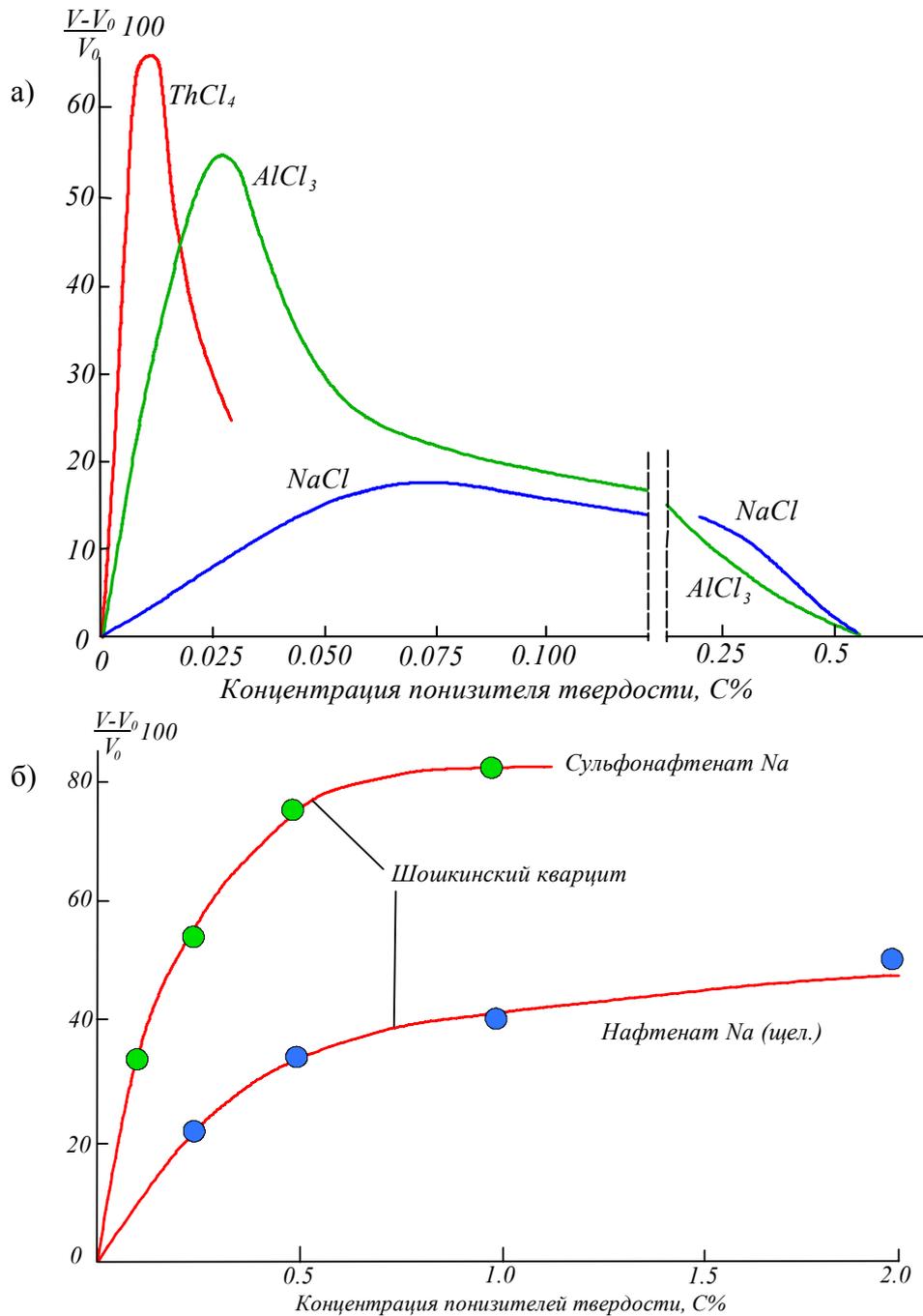


Рис. 2. Примеры кривых понижения твердости (повышения скорости механического разрушения) на кварцитах в зависимости от концентрации понизителей твердости первой (а) и второй (б) группы (по [16])

В итоге, в работах данного автора даются основные рекомендации для облегчения разрушения горной породы при бурении скважин – это добавление реагентов, повышающих электропроводность бурового раствора; поддержание постоянной циркуляции бурового раствора с отбором модифицировавшегося и его нагнетание с исходным химическим составом; стимулирование возникновения сдвиговой неустойчивости породы на забое при работе бурового долота [20–21].

В работах академика В.И. Осипова и его коллег [22–24] отражены исследования факторов, влияющих на прочностные и деформационные свойства глинистых пород. В качестве основных факторов могут быть выделены следующие: 1) тип контакта между глинистыми частицами; 2) стадия литогенеза, в которой находится глинистая порода; 3) химический состав жидкости, насыщающей глинистую породу. В некоторой степени все эти три фактора зависят друг от друга.

Исследователи выделяют три типа контакта [22–24]: коагуляционный, переходный и фазовый. Прочность контактов возрастает от первого типа к последнему. В условиях, близких к поверхностным, на глинистых частицах образуется пленка адсорбционной воды, которая препятствует уплотнению породы, поэтому частицы связаны между собой, преимущественно слабыми коагуляционными контактами, это приводит к низкой прочности и высокой пластичности глинистых пород (рис. 3). При литогенезе такой тип контактов соответствует диагенезу и раннему катагенезу.

В процессе погружения глинистой породы на глубину с течением геологического времени на нее начинает воздействовать вышележащая толща пород. Часть адсорбционной воды отжимается, и контакты между глинистыми частицами становятся более прочными (часть коагуляционных контактов становится переходными), однако, такой тип контакта все еще недостаточно прочен и может смениться обратно на коагуляционный при воздействии воды и снятии нагрузки. При появлении переходных контактов глинистая порода становится менее пластичной и более прочной (рис. 3). Такой тип контактов соответствует ранней и средней стадиям катагенеза.

С дальнейшим погружением породы происходит еще большее увеличение напряжений, а также растет температура. Как показано в работах [22–24], при достижении в глинистой породе температуры выше 65 °С толщина пленки адсорбционной воды стремится к нулю и она переходит в свободное состояние. В таком случае контакты между глинистыми частицами становятся фазовыми, т.е. наиболее прочными. Такой тип

контактов соответствует средней и поздней стадиям катагенеза и метагенезу. Глинистая порода при этом приобретает наибольшую прочность (рис. 3).

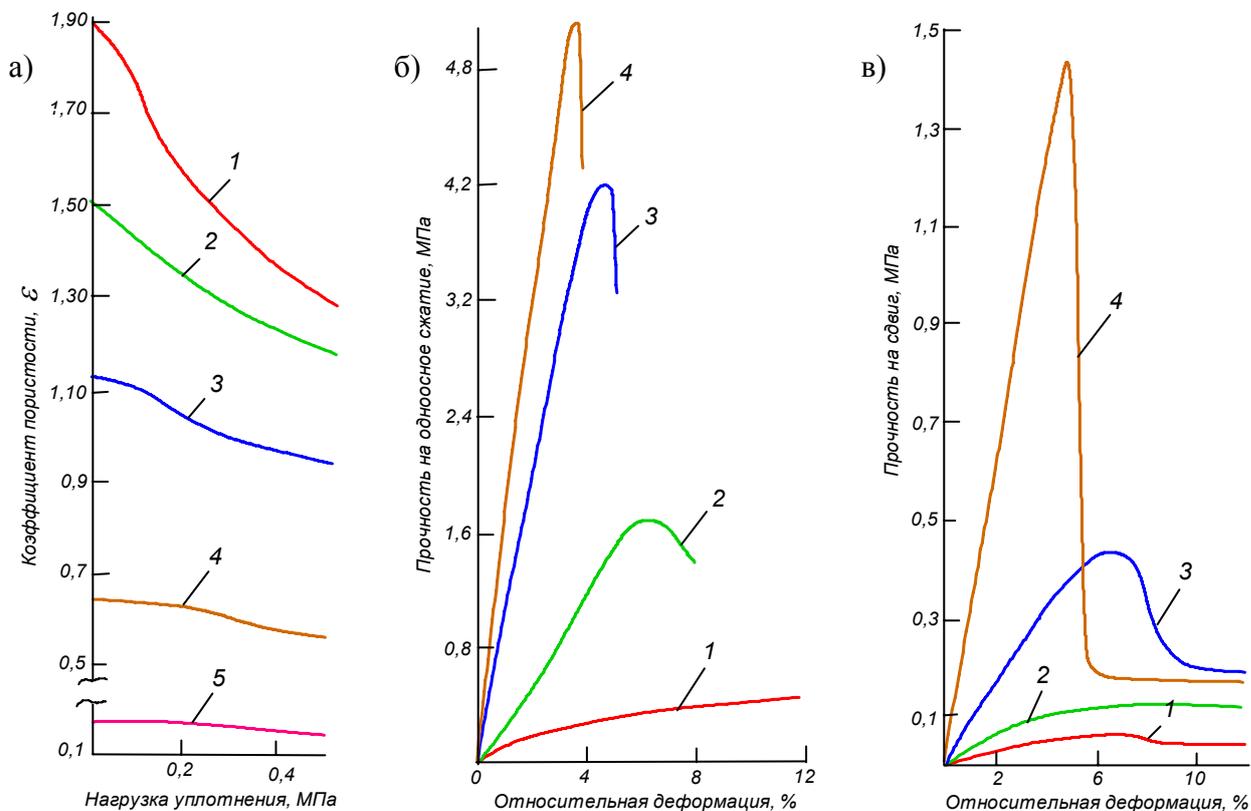


Рис. 3. Изменение компрессионных кривых (а), а также зависимость характера деформации глинистых пород при одноосном сжатии (б) и плоскостном срезе (в) от типа структурных связей

1 – дальние коагуляционные контакты; 2 – ближние коагуляционные контакты; 3 – смешанные (коагуляционные и фазовые) контакты; 4–5 фазовые контакты (по [22–24])

При изменении типа структурных связей наблюдаются существенное уменьшение пористости и изменение вида компрессионных кривых [22] (рис. 3(а)) образцов глинистой породы. Авторы [22] отмечают, что в ходе литогенеза происходит эффект, обратный эффекту Ребиндера, т.е. прочность породы возрастает при удалении пленок адсорбционной воды, пластичность, соответственно, уменьшается.

Как уже отмечалось, в работах В.И. Осипова и его коллег [22, 24], особое внимание уделялось исследованию влияния химического состава воды на физические свойства глинистых пород. Так, эти авторы отмечают, что с изменением рН среды глинистые частицы могут проявлять амфотерные свойства, т.е. в кислой среде они ведут себя как

слабые основания, и, наоборот, – в средах с высоким рН проявляют кислотные свойства. В таком случае в кислой среде на боковых сколах глинистых частиц появляются отрицательные заряды и возникают связи между боковым сколом частиц и их базисной поверхностью, что приводит к снижению устойчивости системы, и соответственно, к ухудшению прочностных свойств глинистых пород.

Тип структурных связей и стадия литогенеза, в которой находится глинистая порода, напрямую влияют на кривые деформации–напряжения. Так, породы с коагуляционными контактами она легко деформируются даже под воздействием небольших напряжений, при этом с ростом числа циклов нагрузки–разгрузки деформации становятся еще более существенными. При появлении переходных контактов порода становится более прочной, поэтому под воздействием циклической нагрузки деформации глинистой породы существенно меньше, а напряжения возрастают. Как уже было сказано, наиболее прочными являются фазовые контакты, в таком случае порода в наименьшей степени зависит от циклов нагружения и имеет наибольший предел прочности.

Изменение структурных связей под воздействием воды с различным рН приводит к существенному изменению объема глинистых пород и характера изменения пористости под воздействием увеличивающейся нагрузки (компрессионные кривые) (рис. 4–5). Так, для различного типа глин при определенном значении величины рН≈6–8 происходит резкое уменьшение их объема (рис. 4). Под воздействием нагрузки пористость глинистых осадков, образовавшихся в кислой среде, уменьшается гораздо интенсивнее, нежели для осадков, образовавшиеся в щелочной среде (рис. 5) [24].

Таким образом, на деформационные и прочностные свойства глинистых пород основное влияние оказывают физико-химические и литологические факторы. В то же время следует отметить, что для глинистых пород, участвующих в формировании коллекторов месторождений нефти и газа, преимущественно характерны прочные фазовые контакты и воздействие адсорбирующейся жидкости минимально, оно имеет место на участках горных пород, не подверженных воздействию больших сжимающих напряжений (например, области вблизи скважин, поверхности трещин ГРП), или в областях, где еще присутствуют переходные контакты.

В монографии [25] рассмотрены результаты лабораторных экспериментов, в которых определялось изменение зависимости коэффициента проницаемости (рис. 6) и сжимаемости (рис. 7) глинистой корки, образующейся в прискважинной зоне

нефтегазоносного пласта в процессе бурения, от величины эффективных напряжений для различных глинистых растворов.

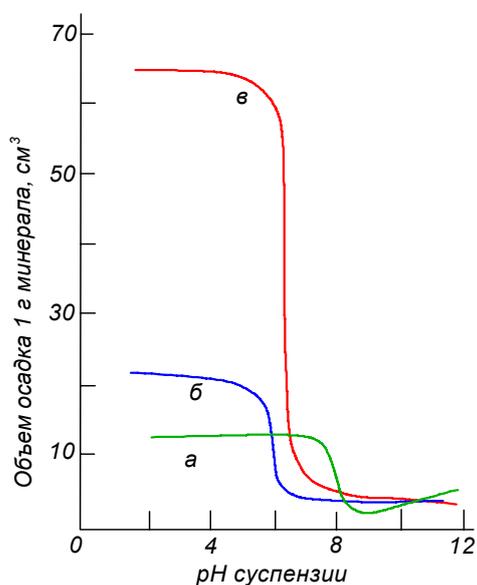


Рис. 4. Зависимость объема осадков Na-форм каолинита (а), гидрослюда (б) и монтмориллонита (в) от рН суспензии (по [24])

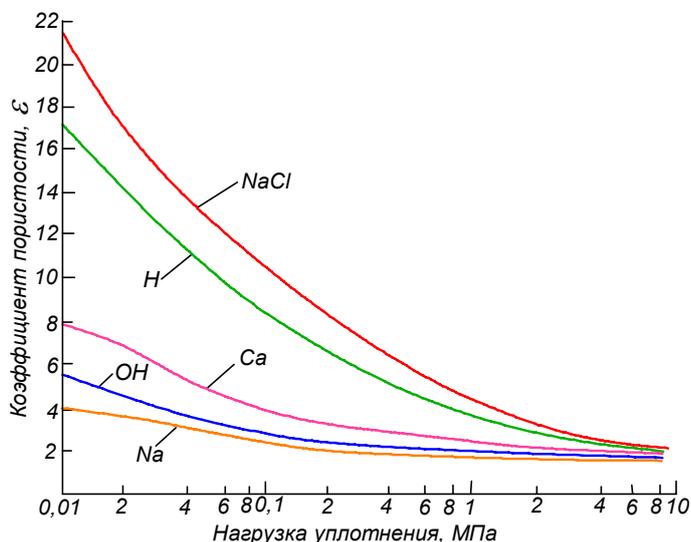


Рис. 5. Компрессионные кривые осадков монтмориллонита, полученные для различных условий Na, Ca – осадки, соответствующих форм минералов, полученные в дистиллированной воде; NaCl – осадки, полученные в растворе 0.5 н NaCl; H и OH – осадки, полученные соответственно в кислой и щелочной средах (по [24])

Автор [25] показывает, что проницаемость глинистой корки можно представить в виде степенной зависимости от эффективных напряжений:

$$k_{ГК} = k_{ГК1} \sigma_{эф}^{-m_1}, \quad (1)$$

где $k_{ГК1}$ характеризует проницаемость корки при $p = 0.1$ МПа; m_1 – степень влияния эффективных напряжений на уменьшение проницаемости корки. Отмечается, что добавка химических реагентов к исходной глинистой суспензии влияет на начальное значение ($k_{ГК1}$) и угол наклона графика изменения ее проницаемости (рис. 6).

На абсолютную величину сжимаемости глинистой корки оказывает воздействие характер ее дисперсной фазы (рис. 7). В работе [25] показано, что наклон кривых сжимаемости изменяется гораздо меньше, нежели кривых проницаемости.

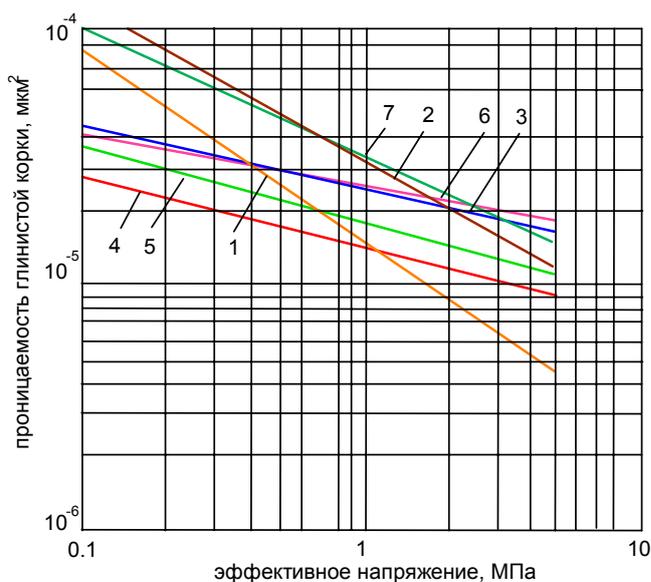


Рис. 6. Зависимости коэффициента проницаемости глинистой корки от эффективных напряжений для различных глинистых растворов

1 – естественная глина; 2 – дружковский глинопорошок (исходный раствор, плотность 1,18 г/см³); 3 – исходный раствор + 0.5% карбоксиметилцеллюлозы; исходный раствор, утяжеленный баритом: 4 – до 1.8 г/см³; 5 – до 1.7 г/см³; 6 – до 1.35 г/см³; 7 – исходный раствор, обработанный 10% углещелочного реагента (по [25])

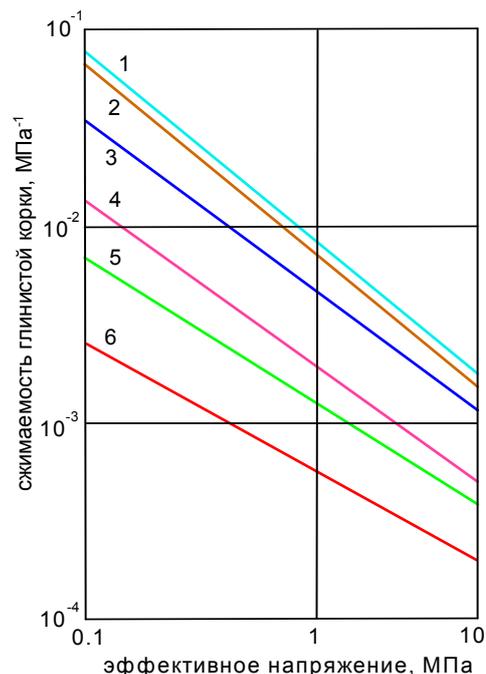


Рис. 7. Зависимости сжимаемости глинистой корки от эффективных напряжений для различных глинистых растворов

1 – исходный раствор; 2 – исходный раствор, обработанный сульфид-спиртовой бардой и едким натром; 3 – естественная глина; 4 – корка суспензии, дисперсная фаза которой представлена частицами талька; 5 – известняка; 6 – мономинеральным каолинитом (по [25])

На динамику изменения проницаемости глинистой корки влияет не только тип химического реагента, но и его концентрация, в связи с чем выражение (1) было представлено в виде:

$$k_{ГК} = k_{ГК1}(C)\sigma_{ГК}^{-m(C)}, \quad (2)$$

где зависимости $k_{ГК1}(C)$ и $m(C)$ определяются экспериментально.

В работах А.Т. Карманского и его коллег [26–28] приводятся результаты изучения влияния влагонасыщенности на прочностные свойства различных типов пород: углей, песчаников, известняков, аргиллитов, алевролитов и др. (рис. 8). Эти авторы также провели эксперименты по исследованию изменения коллекторских свойств (пористость, проницаемость) горных пород под воздействием увеличивающейся нагрузки. Безусловным преимуществом данных работ является то, что образцы в ходе исследований

подвергались воздействию анизотропного поля напряжений при различной величине вертикальной и горизонтальной составляющих напряжений и при разной скорости деформаций.

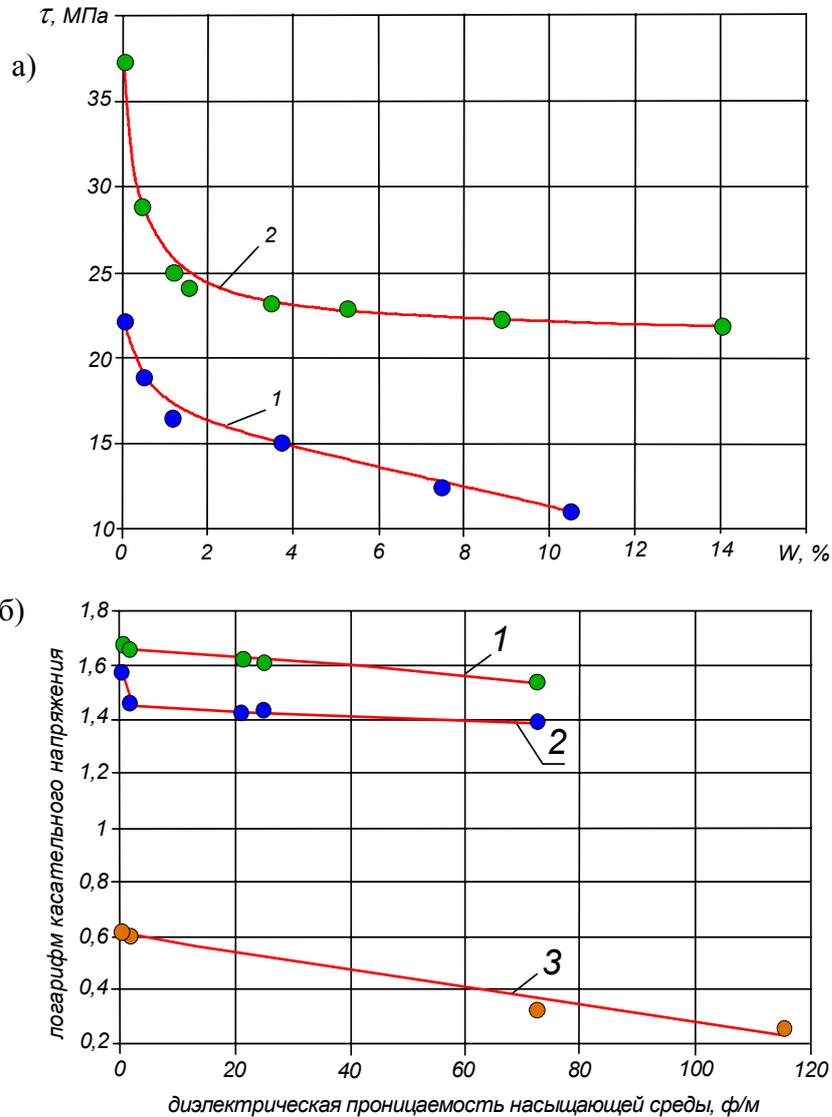


Рис. 8. Зависимость изменения прочности пород (1 – горючий сланец, 2 – кварцевый песчаник) от влажности – (а) и диэлектрической проницаемости (1 – известняк, 2, 3 – кварцевый песчаник) – (б) (по [26])

Авторы [26–28] отмечают существенное снижение прочности горных пород, как при растяжении, так и при сжатии, с увеличением их влажности (рис. 8(а)). Интересным, на наш взгляд, является вывод данных исследователей о том, что прочность пород зависит от диэлектрической проницаемости насыщающих жидкостей (рис. 8(б)):

$$- \text{ для известняка: } \tau = \tau_0 \exp(a + mD), \quad (3)$$

$$- \text{ для кварцевого песчаника: } \tau = \tau_0 [\exp(-bD) + \exp(-cD)], \quad (4)$$

где a , b , c , m – варьируемые коэффициенты; $\tau_0 = \Delta\sigma_1/2$ – прочность на сдвиг; D – диэлектрическая постоянная, насыщающей жидкости.

В то же время хотелось бы отметить, что авторы [26–28] не учитывали изменение химического состава воды, насыщающей горные породы, что в существенной степени оказывает влияние на проявление эффекта Ребиндера.

В работе О.Г. Латышева и его коллег [29] были приведены результаты лабораторных исследований прочности пластин известняка путем раскалывания их клиньями. Предварительно образцы насыщались водными растворами поверхностно-активных веществ различного состава (додецилсульфат натрия (ДС); алкилсульфонат натрия (АС) с длиной радикала C_{10} - C_{13} ; ОП-7 в концентрации 1-2 мас.%; дистиллированная вода). В результате экспериментов определялся предел прочности породы при сжатии и при растяжении для различного времени воздействия раствора поверхностно-активного вещества. На рис. 9 представлены некоторые результаты экспериментов данных авторов [29].

Следует отметить, что наибольшее снижение прочности происходит после воздействия насыщающей жидкостью от 9 до 18 суток. Как видно из рис. 9, снижение пределов прочности может достигать двух и более раз. Авторами [29] были получены, на наш взгляд, довольно интересные результаты относительно прочностных свойств известняка, в то же время в ходе экспериментов не изучено влияние поверхностно-активных веществ на упругие и фильтрационно-емкостные свойства горной породы.

Исследованию механохимических эффектов при разработке нефтяных месторождений посвящен ряд работ зарубежных специалистов [30–33]. Так, М. Gutierrez и R. Nickman и др. (2000) при разработке геомеханической модели уплотнения слабых пород проводили лабораторные исследования изменения его физико-механических свойств на примере высокопористого известняка при насыщении его нефтью и водой (рис. 10) [30–33]. Для экспериментов использовались образцы известняка, у которых различный интервал изменения открытой пористости. Авторы [30–33] получили зависимость некоторых физико-механических свойств породы от ее пористости. При этом они

отметили существенное влияние жидкости насыщения на физико-механические свойства породы.

Можно выделить следующие основные весомые результаты исследований: наибольшими прочностными и упругими свойствами обладает сухая порода; после насыщения нефтью данные свойства несколько ухудшаются, однако, наименьшей прочностью и упругостью обладают водонасыщенные образцы.

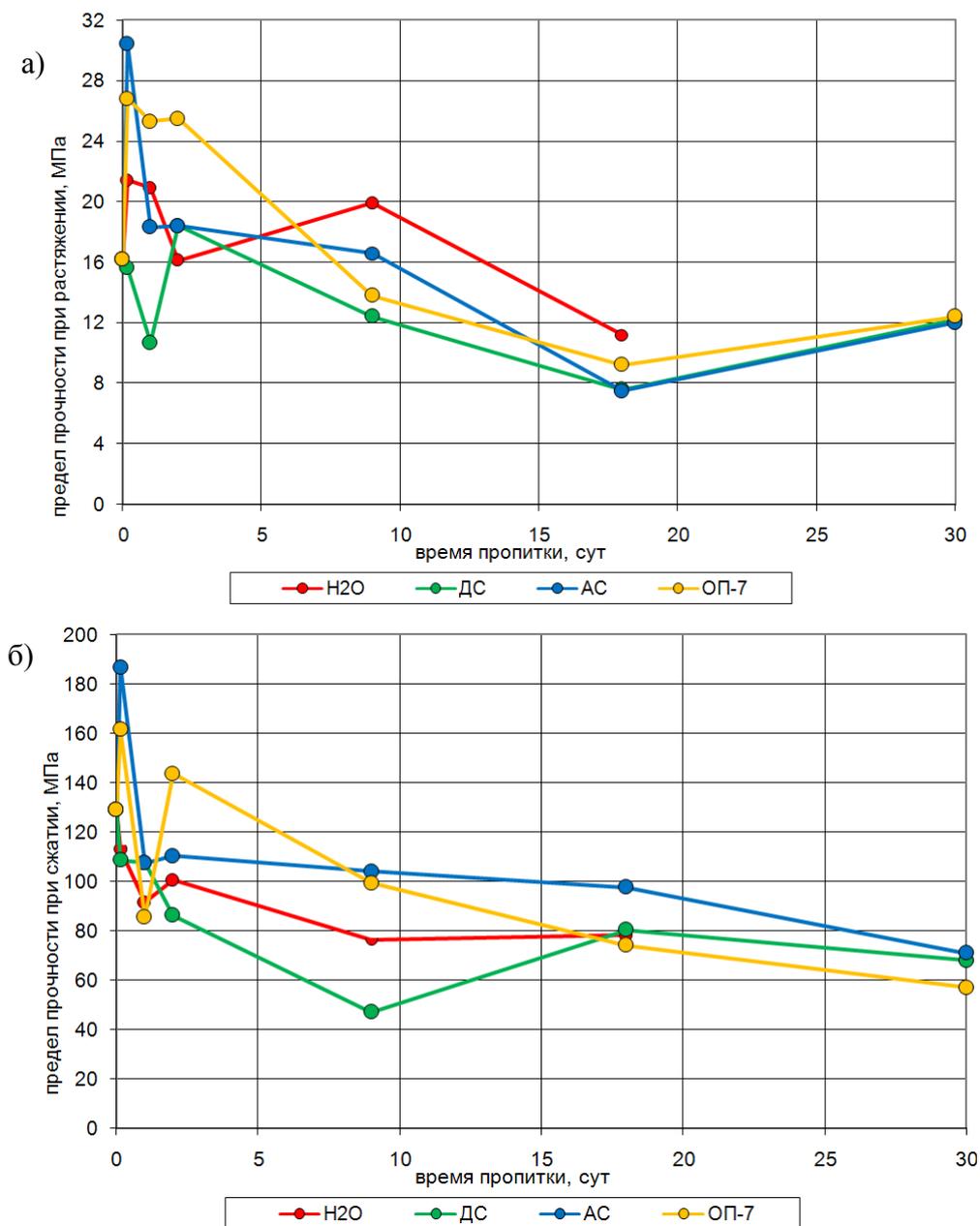


Рис. 9. Изменение предела прочности образцов известняка при растяжении (а) и при сжатии (б) под воздействием различных растворов поверхностно-активных веществ с течением времени (по [29])

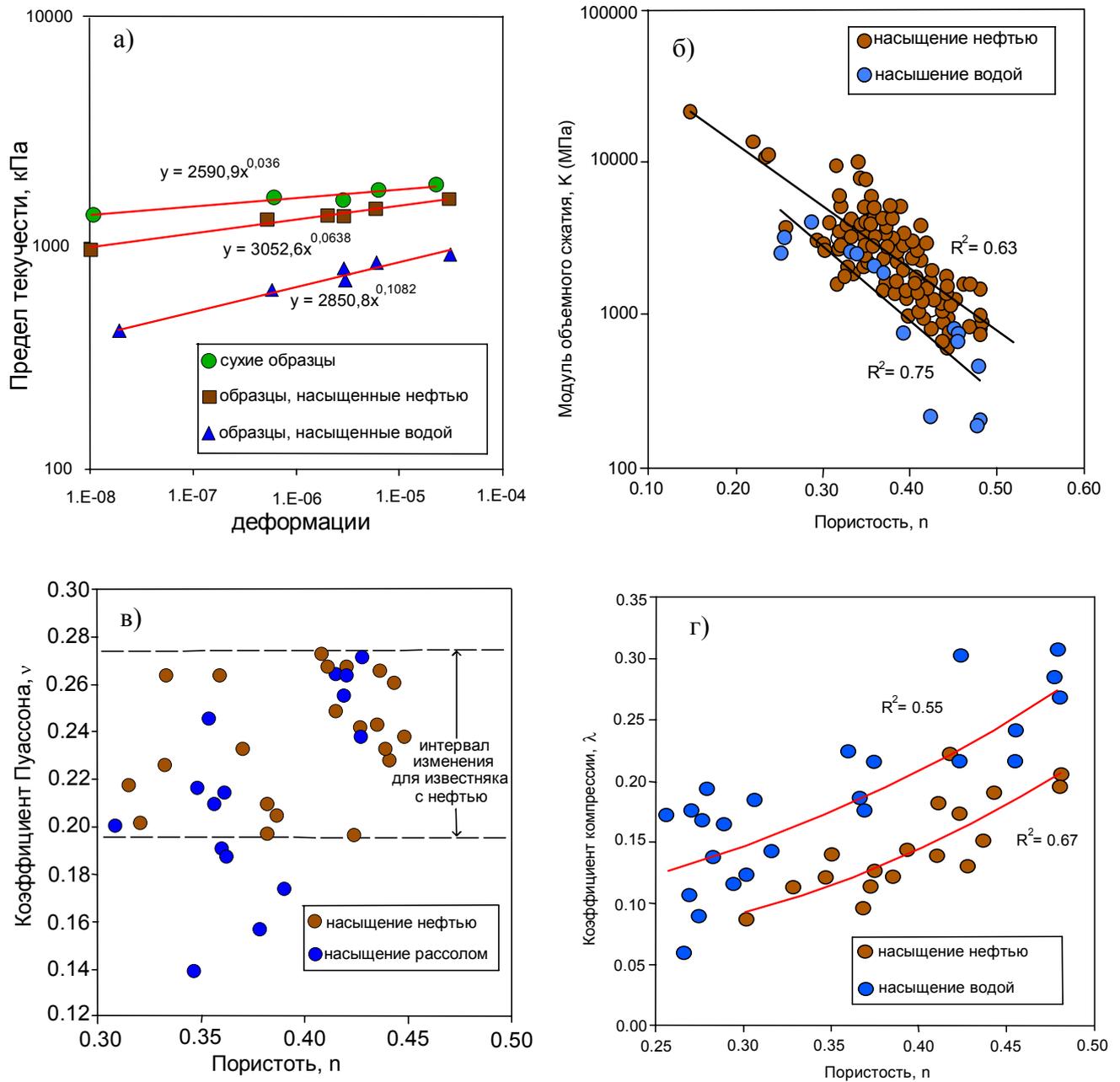


Рис. 10. Линейная аппроксимация зависимостей «деформация–предел текучести» в логарифмических координатах (а) и зависимости модуля объемного сжатия (б), коэффициента Пуассона (в) и коэффициента компрессии (г) от пористости (по [30–31])

Авторы [30–33] также отметили, что на изменение таких параметров, как предел текучести, модуль объемного сжатия и коэффициент компрессии влияет степень водонасыщенности. Так, если через нефтенасыщенный образец фильтровать воду, то увеличение степени водонасыщенности образца приведет к уменьшению предела

текучести, модуля объемного сжатия, и увеличению коэффициента компрессии, т.е. порода становится более чувствительной к увеличению эффективных напряжений вследствие обработки месторождения и снижения пластового давления.

В работах [30–31] указывается, что зависимость изменения коэффициента Пуассона от пористости отсутствует (рис. 10(в)), однако, при насыщении образцов водой существенно расширяется диапазон его изменения. В то же время эти авторы показывают зависимость данного параметра от характеристики активности воды, т.е., чем выше ее активность, тем больше коэффициент Пуассона.

Аналогичные исследования были проведены для трещиноватых карбонатных пород [33]. В целом, были получены аналогичные результаты. Однако в данных работах авторы [33] провели более глубокое исследование прочностных свойств с построением паспортов прочности породы при различном соотношении вода–нефть насыщаемого флюида (рис. 11).

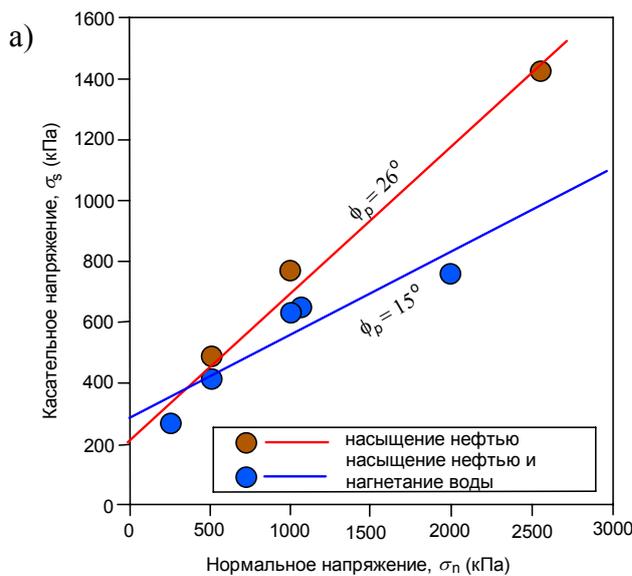


Рис. 11. Критерий Кулона-Мора для нефтенасыщенных трещин с нагнетанием и без нагнетания воды (по [32])

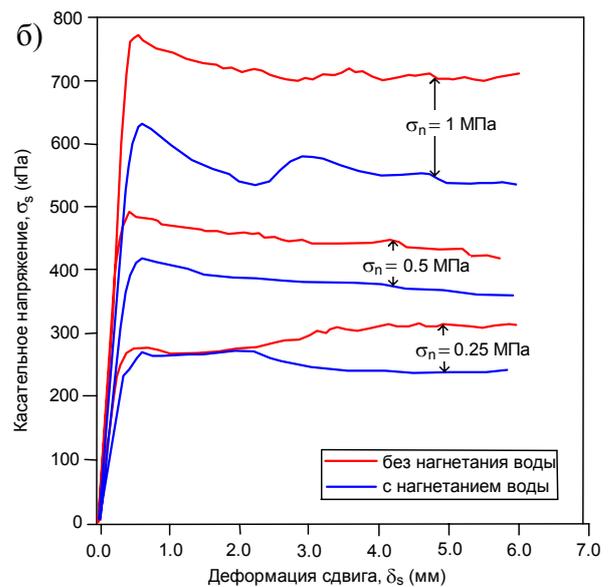


Рис. 12. Зависимость касательных напряжений от сдвиговых деформаций для нефтенасыщенных трещин с нагнетанием и без нагнетания воды при различной величине постоянных нормальных напряжений (по [32])

На физико-механические свойства горных пород при насыщении их жидкостями оказывают влияние несколько физико-химических эффектов: образование микротрещин при адсорбции воды (эффект Ребиндера) [34]; растворение породы под воздействием давления [35]; коррозия породы под воздействием напряжений [36].

Помимо этого, в рамках лабораторных экспериментов [32] определялись деформационные параметры трещин при деформации сдвига (рис. 12). Отмечается, что при нагнетании воды в нефтенасыщенные трещиноватые образцы они становятся более подверженными разрушению и для смещения породы вдоль систем трещин требуется меньшее касательное напряжение. В заключение авторы [32] приводят сравнение изменений угла внутреннего трения в критерии разрушения и показывают, что для нефтенасыщенных образцов его среднее значение составляет 42° , а для водонасыщенных – 38° .

Следует отметить, что вышеприведенные исследования зарубежных авторов проводились с целью создания геомеханической модели деформирования продуктивной и вышележащей толщи пород. В связи с этим в данных работах не рассматривалась фильтрационная модель коллектора и, соответственно, не определялись закономерности изменения проницаемости под воздействием эффективных напряжений и химических эффектов. Ниже рассмотрим работы, в которых отсутствует этот недостаток.

В работах отечественных исследователей [37–38] приведены результаты лабораторных экспериментов по изучению влияния воздействия щелочных растворов на проницаемость образцов керна, отобранных из терригенного коллектора. При этом образцы испытывались при воздействии изменяющихся эффективных напряжений (рис. 13).

Из результатов испытаний видно, что проницаемость образца до воздействия щелочи существенно ниже, нежели после его обработки. Несмотря на то, что образец уже уплотнился после первого цикла нагрузки–разгрузки (1, 2), после обработки его щелочью начальная проницаемость существенно выросла (3). Даже после воздействия второго цикла нагрузки–разгрузки проницаемость не уменьшилась до первоначального значения (до воздействия щелочью). Результаты данных экспериментов свидетельствуют о том, что механохимические эффекты (в том числе эффект Ребиндера) в существенной степени могут влиять на фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов, что их

необходимо учитывать при составлении проектных документов по разработке месторождений УВ.

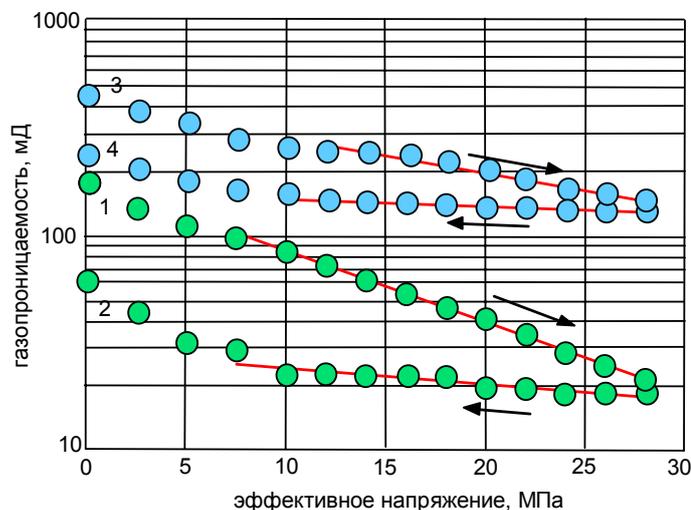


Рис. 13. Зависимость проницаемости песчаника Таллинской площади от эффективного напряжения при прямом (1, 3) и обратном (2, 4) нагружении до (1, 2) и после (3, 4) насыщения щелочью (по [37–38])

В работах [39–40] приведены результаты лабораторных исследований по моделированию изменений уплотнения горной породы вследствие ее растворения и массопереноса. Эксперименты проводились на образцах песчаника, через которые фильтровалась дистиллированная вода. Образцы подвергались воздействию различных температур и напряжений. В процессе экспериментов определялись концентрации ионов Si, Al, Ca и Na в профильтровавшейся воде, а также изменения пористости и проницаемости образцов керна. Некоторые из результатов данных экспериментов приведены на рис. 14.

Авторы [39–40] показали, что под воздействием воды происходит образование кремниевой кислоты, которая, взаимодействуя с ионами кальция и алюминия, приводит к образованию Са-бейделлитовой глины. На основе обобщения экспериментальных данных эти исследователи получили следующее соотношение для изменения проницаемости под воздействием изменяющихся напряжений и температур:

$$\frac{K}{K_0} = \left(\frac{\phi_e}{\phi_0} \right)^n = \left(1 - \frac{\nu_B}{\phi_0} M(t) \right)^n, \quad (5)$$

где K и K_0 – текущая и начальная проницаемость; ϕ_e и ϕ_0 – текущая и начальная пористость; n – показатель степени, характеризующий зависимость между пористостью и проницаемостью; ν_B – эффективный молярный объем Са-бейделлитовой глины; $M(t)$ – функция, характеризующая изменение общего количества Са-бейделлитовой глины с течением времени.

Влияние давления и температуры заложены в параметрах ν_B и $M(t)$ [40].

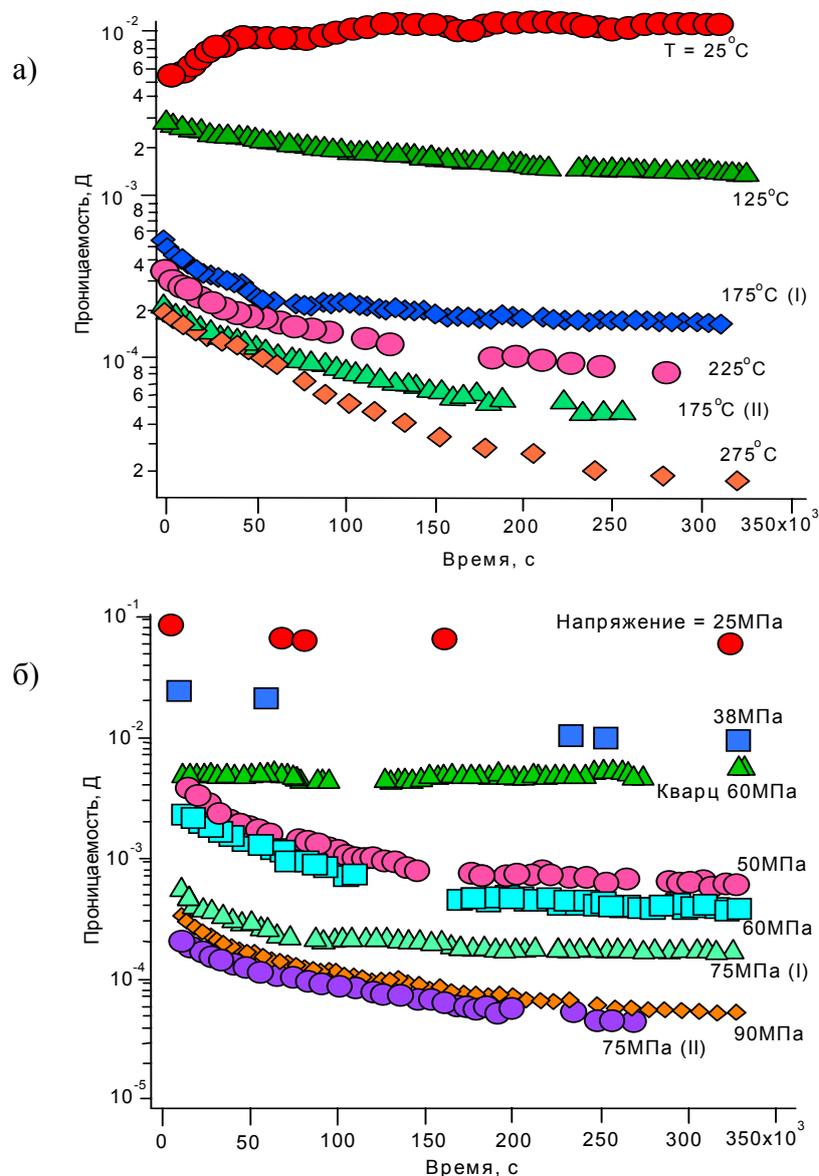


Рис. 14. Изменение проницаемости некоторых образцов зерна в зависимости от температуры (а) и напряжения (б) с течением времени (по [39–40])

Подобный подход можно использовать и для других типов пород различного литологического состава. Однако более научно обоснованный подход был предложен другим коллективом зарубежных исследователей D. Elsworth, A. Polak и H. Yasuhara, он подробно описан в работах [41–42]. Эти авторы выделяют три основных процесса в породе, находящейся под воздействием воды и изменяющихся напряжений: 1) разрушение и растворение породы за счет концентрации напряжений на контактах ее зерен; 2) диффузия и массоперенос растворенного вещества; 3) переотложение породы на свободной поверхности стенок пор (рис. 15).

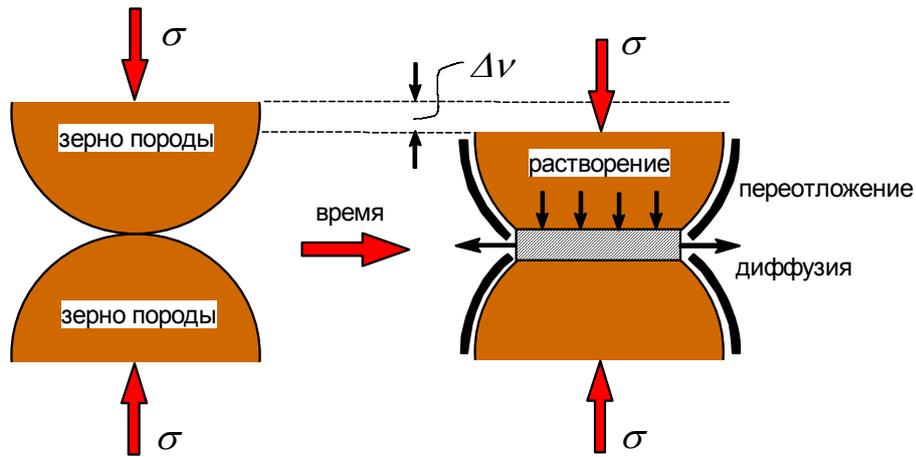


Рис. 15. Схема воздействия давления на два одинаковых зерна скелета породы (по [41–42])

Для каждого из вышеперечисленных процессов были получены соотношения, описывающие изменение количества вещества во времени:

$$\frac{dM_{diss}}{dt} = \frac{3\pi V_m^2 (\sigma_a - \sigma_c) k_+ \rho_g d_c^2}{4RT}, \quad (6)$$

$$\frac{dM_{diff}}{dt} = \frac{2\pi\omega D_b}{\ln \frac{d_c}{2a}} (C_{int} - C_{pore}), \quad (7)$$

$$\frac{dM_{prec}}{dt} = V_p \frac{A}{M} k_- (C_{pore} - C_{eq}), \quad (8)$$

где параметры dM_{diss}/dt , dM_{diff}/dt , и dM_{prec}/dt характеризуют изменение массы вещества при растворении, диффузии и переотложении, соответственно. В выражении (6) V_m – молярный объем солей; σ_a – растягивающее напряжение; σ_c – критическое напряжение; k_+

– коэффициент растворения солей, ρ_g – плотность гранул породы; d_c – диаметр контакта; R – универсальная газовая постоянная; T – температура системы. В выражении (7) ω – толщина пленки воды на поверхности; D_b – коэффициент диффузии, a – бесконечная длина; $(C_{int})_{x=a}$ и $(C_{pore})_{x=dc/2}$ – минеральная концентрация на поверхности флюида и порового пространства, соответственно. В выражении (8) V_p – поровый объем, k_- – постоянный коэффициент солеотложения; C_{eq} – равновесная растворимость растворенных минералов; A – относительная поверхность зерен породы; M – относительная масса флюида.

Включение этих процессов на микромеханическом уровне позволяет изучить уплотнение при любых значениях эффективных напряжений и температур. Для определения неизвестных параметров математической модели, описанной соотношениями (6-8), авторы проводят серию лабораторных экспериментов, в рамках которых выявляются изменения пористости образцов горной породы, и концентрации ионов в воде на выходе из образца. Некоторые результаты этих экспериментов приведены на рис. 16.

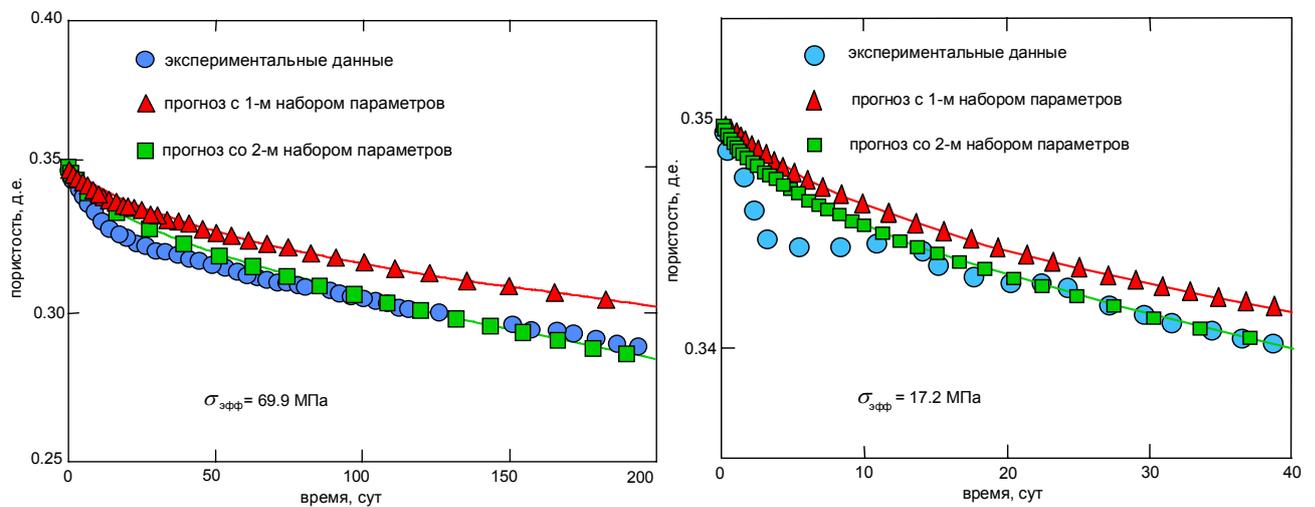


Рис. 16. Сопоставление динамики уменьшения пористости в зависимости от времени по экспериментальным данным и в прогнозной модели при различной величине напряжений (по [41])

При дальнейшем совершенствовании данной модели исследователи [43–44] применили ее для описания механизма сжатия трещин, находящихся в породе под воздействием фильтрации воды и сжимающих напряжений [43–44]. В таком случае соприкасающиеся участки стенок трещины были представлены в виде поверхностей

круглого сечения (рис. 17). Тогда изменение ширины трещины можно представить, как зависимость от площадей локальных контактов:

$$b = b_0 + b_1 \exp[-(R_c - R_{c0})/a], \quad (9)$$

где a , b_0 , b_1 – коэффициенты, определяемые по данным экспериментов; R_{c0} , R_c – начальный и текущий коэффициенты площади контактов.

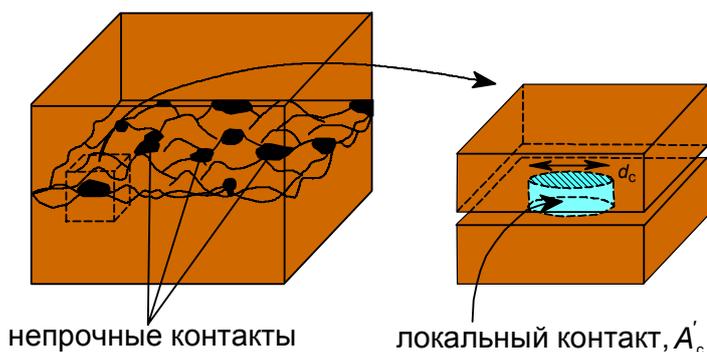


Рис. 17. Идеализированное представление контакта. Площадь, представленная в виде A'_c (в правой части) – это площадь контакта соприкосновения из левой части рисунка (по [43–44])

Авторы [43–44] провели серию экспериментов с образцами карбонатных и терригенных пород, у которых проницаемость обеспечивалась только за счет течения жидкости в трещине. В рамках экспериментов было обнаружено два основных эффекта, влияющих на проницаемость породы: 1) кратковременный эффект, характеризующийся снижением проницаемости; 2) длительный эффект, характеризующийся увеличением проницаемости (рис. 18).

Физика первого эффекта заключается в том, что в первую очередь разрушение и растворение трещиноватой горной породы происходит на острых поверхностях стенок трещины, что приводит к интенсивному смыканию трещин и снижению их проницаемости. При больших временных интервалах фильтрации жидкости или при увеличении температуры происходит вымывание и вынос растворившихся частиц твердой породы со свободных поверхностей трещины, что приводит к увеличению ее объема и проницаемости [43–44].

В конечном итоге авторы [43–44] модифицируют уравнения (6-8) для условия течения воды по системам трещин и адаптируют их, чтобы получить совпадение с

экспериментальными данными изменения ширины трещины и концентраций ионов. Следует отметить, что эти работы были проведены для изучения изменений фильтрационно-емкостных свойств пород как частей гидротермальных систем.

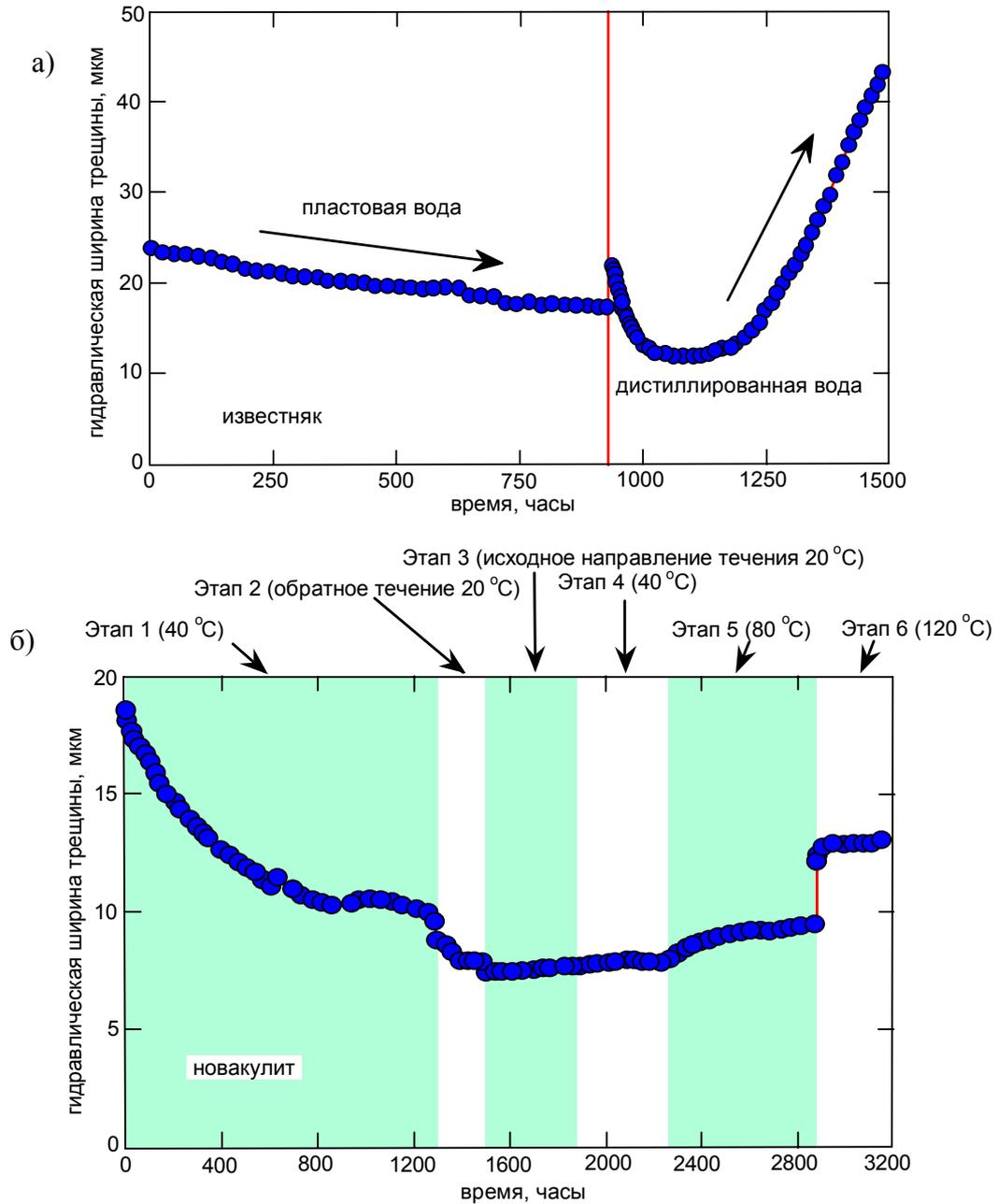


Рис. 18. Изменение гидравлической ширины трещины для образцов с трещинами: известняк (а), новакулит (б) (по [43–44])

В заключение хотелось бы добавить, что в современных программных комплексах гидродинамического моделирования нефтяных и газовых месторождений (Eclipse, TempestMORE, CMG Suit) есть лишь ограниченные возможности для учета отдельных

механических эффектов (снижение пористости, проницаемости при снижении давления) либо отдельных химических эффектов (изменение пористости и проницаемости при взаимодействии пластовой и нагнетаемой воды и породы). В таком случае требуется разработка дополнительных программных модулей, которые позволят во всей полноте учесть все разнообразие механохимических эффектов, наблюдающихся при разработке месторождений нефти и газ.

Подводя итог обзора и анализа литературы, посвященной исследованию влияния механохимических эффектов на фильтрационно-емкостные и физико-механические свойства пород-коллекторов можно сделать следующие выводы.

1. На данный момент времени проявление механохимических эффектов (в том числе эффекта Ребиндера) при разработке месторождений углеводородов изучено весьма слабо, исключение составляют некоторые работы, посвященные бурению скважин.

2. В существенной степени исследование механохимических эффектов было проведено для глинистых пород, однако, полученные результаты больше применимы для пластичных глин, находящихся на небольших глубинах и на ранних стадиях литогенеза.

3. В работах некоторых отечественных специалистов в области горной геомеханики приведены результаты исследований влияния влагонасыщенности на прочностные свойства горных пород. Однако в них не учитывается химический состав воды, насыщающей породы-коллекторы, а также влияние механохимических процессов на фильтрационно-емкостные свойства пород.

4. Часть работ зарубежных исследователей посвящена изучению влияния механохимических эффектов на физико-механические свойства пород-коллекторов, но только с целью геомеханического моделирования.

5. Наиболее полными, с точки зрения теоретических и экспериментальных исследований, являются зарубежные работы, посвященные взаимному влиянию механических и гидрохимических эффектов в пористых и трещиноватых горных породах. Авторы [41–44] предложили математическую модель, позволяющую прогнозировать изменения фильтрационных свойств горных пород, а также химического состава профильтровавшейся воды. Однако данные исследования были проведены применительно к разработке гидротермальных источников.

6. Для оценки влияния механохимических эффектов на фильтрационно-емкостные и физико-механические свойства пород-коллекторов при разработке месторождений нефти

и газа требуется проведение широкого спектра различных лабораторных исследований, а также разработка математической модели, описывающей данные процессы с учетом совместного геомеханического, геохимического и гидродинамического моделирования.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Гиматудинов Ш.К.* Физика нефтяного и газового пласта. М.: Недра, 1971. 312 с.
2. *Мирзаджанзаде А.Х., Аметов И.М., Ковалев А.Г.* Физика нефтяного и газового пласта. М.: Недра, 1992. 271 с.
3. *Михайлов Н.Н.* Физика нефтяного и газового пласта. М.: МАКС Пресс, 2008. Том 1. 448 с.
4. *Добрынин В.М.* Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа. М.: Недра, 1970. 239 с.
5. *Павлова Н.Н.* Деформационные и коллекторские свойства горных пород. М.: Недра, 1975. 240 с.
6. *Кашиников Ю.А., Ашихмин С.Г.* Механика горных пород при разработке месторождений углеводородного сырья. М.: Недра Бизнес-центр, 2007. 476 с.
7. *Колчицкая Т.Н., Михайлов Н.Н.* Влияние циклических режимов эксплуатации скважин на изменение состояния нефтегазовых пластов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2002. № 5. С. 78-81.
8. *Попов С.Н.* Влияние деформаций коллекторов трещинно-порового типа на дебит скважин газоконденсатных месторождений. Автореф. дис.... канд. техн. наук. Пермь, 2007. 25 с.
9. *Карцев А.А., Никаноров А.М.* Нефтепромысловая гидрогеология. М.: Недра, 1983. 197 с.
10. *Кащавцев В.Е., Мищенко И.Т.* Солеобразование при добыче нефти. М.: Орбита-М, 2004. 432 с.
11. *Муляк В.В., Порошин В.Д., Гаттенбергер Ю.П., Абукова Л.А., Леухина О.И.* Гидрохимические методы анализа и контроля разработки нефтяных и газовых месторождений. М.: ГЕОС, 2007. 245 с.
12. *Глуценко В.Н., Силин М.А.* Объемные и поверхностно-активные свойства жидкостей // Нефтепромысловая химия. М.: Интерконтакт Наука, 2010. Т. 2. 549 с.
13. *Делия С.В., Абукова Л.А., Абрамова О.П., Анисимов Л.А., Попов С.Н., Воронцова И.В.* Экспериментальное и численное моделирование взаимодействия пластовых и

- технических вод при разработке месторождения им. Ю. Корчагина // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2012. № 10. С. 34-41.
14. *Ребиндер П.А.* Поверхностные явления в дисперсных системах. Физико-химическая механика // Избранные труды. М.: Наука, 1979. 384 с.
 15. *Ребиндер П.А., Щукин Е.Д.* Поверхностные явления в твердых телах в процессах их деформации и разрушения // Успехи физических наук. 1972. Т. 108, Вып. 1. С.3-42.
 16. *Ребиндер П.А., Шрейнер Л.А., Жигач К.Ф.* Понизаторы твердости в бурении. Физико-химический метод облегчения механического разрушения твердых горных пород при бурении. М.-Л.: Изд-во АН СССР, 1944. 201 с.
 17. *Евсеев В.Д.* Особенности разрушения горных пород при использовании различных буровых растворов. Автореф. дис.... докт. техн. наук. Томск, 1997. 38 с.
 18. *Ребиндер П.А., Шрейнер Л.А.* Физико-химический метод ускорения бурения твердых пород с помощью добавок, понизителей твердости к промывным водам // Горный журнал. 1938. № 8-9. С.16.
 19. *Ребиндер П.А., Шрейнер Л.А., Жигач К.Ф.* Применение понизителей твердости для повышения скоростей бурения на нефть в твердых породах Восточных месторождений // Нефтяная промышленность СССР. 1940. № 5. с. 54.
 20. *Евсеев В.Д.* О возможности использования эффекта П.А. Ребиндера при бурении скважин // Известия Томского политехнического университета. 2010. № 1, Т. 317. С. 165-169.
 21. *Евсеев В.Д.* Природа эффекта Ребиндера при разрушении горных пород // Нефтяное хозяйство. 2011. № 11. С. 38-40.
 22. *Осипов В.И.* Природа прочностных и деформационных свойств глинистых пород. М.: Изд-во Моск. ун-та, 1979. 235 с.
 23. *Осипов В.И., Соколов В.Н. Еремеев В.В.* Глинистые покрышки нефтяных и газовых месторождений. М.: Наука, 2001. 238 с.
 24. *Осипов В.И., Соколов В.Н.* Глины и их свойства. Состав, строение и формирование свойств. М.: ГЕОС, 2013. 576 с.
 25. *Михайлов Н.Н.* Информационно-технологическая динамика околоскважинных зон. М.: Недра, 1996. 339 с.

26. *Карманский А.Т.* Экспериментальное обоснование прочности и разрушения насыщенных осадочных горных пород. Автореф. дис.... докт. техн. наук. Санкт-Петербург, 2010. 37 с.
27. *Карманский А.Т., Ставрогин А.Н.* Влияние влажности, вида напряженного состояния и скорости разрушения на физико-механические свойства горных пород // ФТПРПИ. 1992. №4. С. 3-10.
28. *Карманский А.Т., Карташов Ю.М., Матвеев Б.В.* Работы ВНИМИ в области исследования физико-механических свойств горных пород // Горная геомеханика и маркшейдерия. С.-Петербург, 1995, С. 74-79.
29. *Латышев О.Г., Иванова С.С., Суворов Б.И.* Влияние поверхностно-активных веществ на физические свойства горных пород // Изв. вузов. Горный журнал. 1985. № 12. С. 1-5.
30. *Hickman R.J.* Formulation and Implementation of a Constitutive Model for Soft Rock. Dissertation for the degree of Doctor of Philosophy. Blacksburg, Virginia, 2004.
31. *De Gennaro V., Pereira J. M., Gutierrez M., Hickman R.J.* Viscoplastic modeling of fluids filled porous chalks // Rivista Italiana Di Geotechnica. 2009. № 1. P. 44-64.
32. *Gutierrez, M. and Hickman, R.J.* Modeling of soft rock-fluid interaction as acceleration of time-dependent behavior. Presentation given at 16th ASCE Engineering Mechanics Conference, Seattle, 2003.
33. *Gutierrez M., Oino L.E., Hoeg K.* The Effect of Fluid Content on the Mechanical Behaviour of Fractures in Chalk // Rock Mechanics and Rock Engineering. 2000. №33 (2). P. 93-117.
34. *Rebinder, P.A., Likhtman, V.* Effect of surface-active media on strain and rupture in soils // Proceedings of 2nd International Conference on Surface Activity. 1957. P. 563-580.
35. *Hellmann, R., Gratier, J.P., and Renders, P.* Deformation of chalk by pressure solution // Proceedings of V.M. Goldschmidt Conference. Heidelberg, Germany, 1996.
36. *Hadizadeh, J. and Law, R.D.* Water-weakening in sandstone and quartzite deformed at various stress and strain rates // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences and Geomechanics. 1991. 28(5). P. 431-439.
37. *Maksimov V.M., Mikhailov N.N.* Transport phenomena in the deformable porous media with changing structure under cyclic actions: Exp. and theory // Institute of Mechanics University of Essen. Euromech Colloquium 366. Porous media. Theory und Experiments. Essen, Germany, June 23-26, 1997.

38. *Maksimov V.M., Mikhailov N.N.* Experimental study of porous media deformations at cyclic load // Proceedings of the biot Conference on poromechanics Louvain-La-Neuve/Belgium/14-16 September, 1998.
39. *Tenthorey E., Scholz C.H., Aharonov E.* Precipitation sealing and diagenesis. 1.Experimental results // Journal of Geophysical Research. 1998. Vol. 103, P. 23951-23967.
40. *Tenthorey E., Scholz C. H., Aharonov E.* Precipitation sealing and diagenesis. 1.Theoretical analysis // Journal of Geophysical Research. 1998. Vol.103. P.23969-23981.
41. *Yasuhara H., Elsworth D., Polak A.* A mechanistic model for compaction of granular aggregates moderated by pressure solution // Journal of Geophysical Research. 2003. Vol. 108. P. 1-13
42. *Yasuhara H., Kinoshita N., Kirokami H., Nakashima S., Kishida K.* Evolution in permeability in siliceous rock induced by mineral dissolution and precipitation // International Journal of the JCRM. 2009. Vol. 5. № 2. P. 83-85.
43. *Yasuhara, H. and Elsworth, D.* A numerical model simulating reactive transport and evolution of fracture permeability // International Journal for Numerical and Analytical Methods in Geomechanics. 2006. Vol. 30. P. 1039-1062.
44. *Yasuhara, H. and Elsworth, D.* Compaction of a Rock Fracture Moderaed by Competing Roles of Stress Corrosion and Pressure Solution // Pure and Applied Geophysics. 2008. Vol. 165. P. 1289-1306.