DOI: 10.24412/2076-6785-2026-3-65-69

УДК 622.276.43:678 I Научная статья

Лабораторные исследования влияния водоизолирующих составов на динамические упругие свойства терригенного коллектора

Меркурьев К.К.[1], **Попов С.Н.**[2]
[1]ПАО «ЛУКОЙЛ», Москва, Россия; [2]Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия
popov@ipng.ru

Аннотация
Представлены результаты экспериментальных исследований, в которых изучалось влияние двух водоизолирующих составов на динамические упругие свойства образцов керна, отобранных из терригенного продуктивного пласта одного из нефтяных месторождений Западной Сибири. Показано, что при закачке обоих потокоотклоняющих реагентов происходит уменьшение модуля Юнга и увеличение коэффициента Пуассона образцов керна, что говорит о том, что порода-коллектор становится более деформируемой и менее прочной. Изменение динамических упругих характеристик испытанных образцов авторы связывают с расклинивающим эффектом при набухании реагентов в процессе и после их закачки в околоскважинную зону пласта, а также с возможным физико-химическим взаимодействием водоизолирующих составов с породой-коллектором.

Материалы и методы
Рассмотрены результаты определения упругих свойств терригенных образцов керна, отобранных из продуктивного пласта одного из нефтяных месторождений Западной Сибири, динамическим методом до и после воздействия водоизолирующими реагентами. Проведен анализ результатов экспериментов и выявлены закономерности изменения данных свойств от пористости образцов.

Ключевые слова
образец керна, динамические упругие свойства, водоизолирующий состав, модуль Юнга, коэффициент Пуассона, пористость

Статья выполнена в рамках темы госзадания «Исследование свойств нефтегазовых пластовых систем при физическом, геомеханическом и физико-химическом воздействии на трудноизвлекаемые запасы углеводородов для повышения эффективности их освоения» (FMME-2025-0010)

Для цитирования
Меркурьев К.К., Попов С.Н. Лабораторные исследования влияния водоизолирующих составов на динамические упругие свойства терригенного коллектора // Экспозиция Нефть Газ. 2026. № 3. С. 65–69. DOI: 10.24412/2076-6785-2026-3-65-69

Поступила в редакцию: 30.04.2026

UDC 622.276.43:678 I Original Paper

Laboratory studies of the influence of waterproofing reagents on the dynamic elastic properties of a terrigenous reservoir

Mekuryev K.K.[1], **Popov S.N.**[2]
[1]"LUKOIL" PJSC, Moscow, Russia; [2]Oil and gas research institute RAS, Moscow, Russia
popov@ipng.ru

Abstract
The results of experimental studies examining the effect of two waterproofing reagents on the dynamic elastic properties of core samples collected from a terrigenous reservoir at an oil field in Western Siberia are presented. It is shown that the injection of both reagents results in a decrease in Young's modulus and an increase in Poisson's ratio of the core samples, indicating that the reservoir rock becomes more deformable and weaker. The authors attribute the change in the dynamic elastic properties of the tested samples to the wedging effect caused by the swelling of the agents during and after their injection into the near-wellbore zone, as well as to the possible physicochemical interaction of the reagents with the reservoir rock.

Materials and methods
The results of dynamic elastic properties determination of terrigenous core samples collected from a productive formation at an oil field in Western Siberia are examined before and after exposure to waterproofing reagents. The experimental results are analyzed, and patterns of variation in these properties with sample porosity are identified.

Keywords
core sample, dynamic elastic properties, waterproofing reagents, Young's modulus, Poisson's ratio, porosity

For citation
Mekuryev K.K., Popov S.N. Laboratory studies of the influence of waterproofing reagents on the dynamic elastic properties of a terrigenous reservoir. Exposition Oil Gas, 2026, issue 3, P. 65–69. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2026-3-65-69

Received: 30.04.2026

Значительная часть нефтяных месторождений Российской Федерации находится на поздней стадии разработки, в связи с чем обводненность скважин достигает 90 и более процентов. Высокая обводненность добываемой продукции приводит к дополнительным затратам, связанным с захоронением добываемой воды. Для снижения подобных негативных эффектов применяют водоизолирующие составы, которые закачивают в наиболее обводненные интервалы [1–5]. Применение таких реагентов увеличивает процентное содержание углеводородного сырья при эксплуатации добывающих скважин и снижает долю воды в добываемой продукции. В то же время ряд исследователей отмечает, что применение различных технологических жидкостей при производстве геолого-технологических мероприятий (ГТМ) может привести к ухудшению физико-механических свойств (ФМС) пород-коллекторов [6–9], в результате чего повышается вероятность возникновения условий для обрушения стенок скважин и выноса песка вместе с добываемой водонефтяной эмульсией [10–13]. Для предотвращения и прогноза таких эффектов требуется достоверный расчет напряженного состояния околоскважинной зоны на основе известных упруго-прочностных свойств горных пород, полученных с помощью лабораторных исследований образцов керна [14–17]. В данной статье приведены результаты экспериментов по изучению влияния потокоотклоняющих реагентов на природные динамические упругие свойства терригенного пласта $АВ_{1-3}$ одного из нефтяных месторождений Западной Сибири.

Исходный керновый материал отбирался с глубины 1 949–1 955 м из терригенного коллектора, затем из него выбуривалась подборка образцов для дальнейших исследований. Далее по всем образцам определялись их геометрические характеристики — длина и диаметр. Всего было подготовлено и исследовано 20 образцов керна длиной 60 мм и диаметром 30 мм. Таким образом, было получено 10 групп по 2 образца.

В каждой группе по одному образцу определялись свойства без воздействия реагента, а по второму — под воздействием водоизолирующего состава. Использование «длинных» образцов было необходимо для последующего определения модуля Юнга, коэффициента Пуассона и предела прочности при сжатии статическим методом.

Отобранные образцы экстрагировались и высушивались, далее по ним были определены пористость и проницаемость породы по газу в условиях, близких к атмосферным, а также их объемная плотность. Образцы насыщались моделью пластовой воды с минерализацией 23,0 г/дм^3.

В конечном итоге программа проведения исследований для каждого из изучаемых реагентов выглядела следующим образом:

1. Подготовка образцов для исследований: выбуривание, экстракция, сушка;
2. Определение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) — пористости и проницаемости по газу для всей подборки образцов в пластовых условиях;
3. Для первого образца из каждой группы определяются упругие свойства без воздействия реагентов: модуль Юнга, коэффициент Пуассона в пластовых условиях на установке с псевдотрехосным сжатием (1 образец);
4. Для второго образца определяются упругие свойства после воздействия реагентов: модуль Юнга, коэффициент Пуассона в пластовых условиях на установке с псевдотрехосным сжатием (1 образец).

В ходе исследований было проведено воздействие на породу двумя реагентами: Реагент 1 (группы 1-5) и Реагент 2 (группы 6-10) (названия реагентов приведены условно в связи с конфиденциальностью информации). Составы для проведения исследований изготавливались по рецептурам производителя. Воздействие реагентами осуществлялось с помощью продавки в пустотное пространство породы под давлением и затем выдержкой образца в реагенте. Данные водоизолирующие составы проходили предварительные исследования на предмет их применения в условиях терригенных продуктивных объектов месторождений Западной Сибири. Ниже приведена краткая характеристика вышеупомянутых реагентов.

Реагент 2. Полимерная система предназначена для ликвидации заколонных перетоков, ограничения водопритоков, изоляции обводнившихся пропластков, ликвидации конусов и подошвенного обводнения (рис. 1). Система состоит из нескольких компонентов: полимерной основы, сшивателя и регулятора сшивки. В зависимости от технологических задач по ремонтно-изоляционным работам соотношение компонентов при приготовлении технологической жидкости может варьироваться. Получение полимерной системы осуществляется путем последовательного смешения компонентов.

Полимерная основа является смесью, содержащей полиакриламид, моносахарид и ксантановую смолу. Сшиватель — смесь на основе бихромата калия и хлорида натрия. Регулятор сшивки — смесь на основе тиосульфата натрия и карбонилдиамида.

Реагент 2. Реагент по химическому составу представляет собой водно-спиртовой раствор на основе метанола, силиката натрия и малеинового ангидрида (рис. 1). Относится к легковоспламеняющимся жидкостям, является комплексным составом на базе силикатов, композиции из модифицирующих добавок и растворителей. Используется для высокотемпературных пластов (от 80 до 300 °С), марка Р1 — для низкотемпературных. Рабочую концентрацию реагента в воде подбирают лабораторным путем в зависимости от геолого-физических свойств пласта и подвижности нефти.

Ниже приведена методика и результаты исследований, полученные при изучении динамических упругих свойств образцов керна. Данные характеристики рассчитывались по определению скорости пробега продольных и поперечных волн в породе, которые фиксировались с помощью специальных датчиков, расположенных на торцах образцов в лабораторных экспериментах. Исследования динамических упругих характеристик проводились на установке ПИК-УИДК (рис. 2).

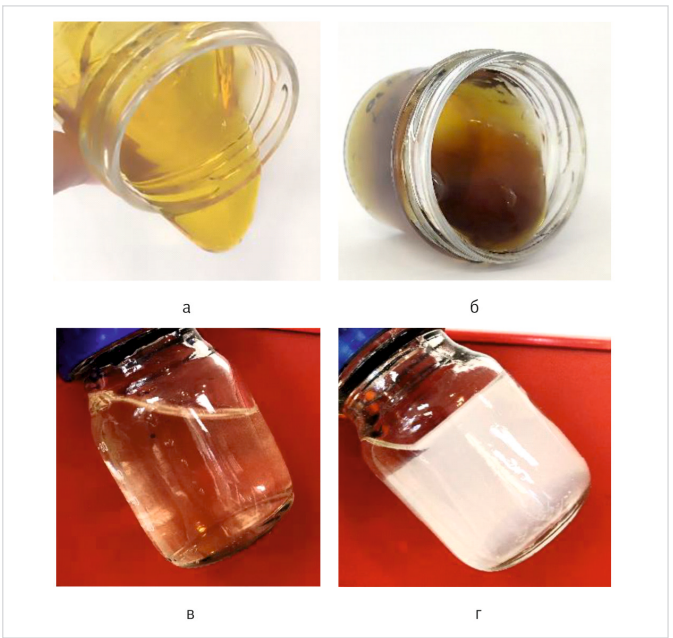

Рис. 1. Внешний вид: Реагент 1 — а, б; Реагент 2 — в, г. При времени выдержки 1 — а, в и 30 — б, г суток при температуре 50 °С
Fig. 1. Appearance of Reagent 1 (а, б) and Reagent 2 (в, г) after holding for 1 (а, б) and 30 (в, г) days at a temperature of 50 °C

Рис. 2. Установка ПИК-УИДК (АО «Геологика»), предназначенная для исследований динамических упругих свойств образцов керна в пластовых условиях
Fig. 2. The PIK-UIDK installation (JSC Geologika), designed for studying the dynamic elastic properties of core samples under reservoir conditions

Исследования выполнялись на образцах керна диаметром 30 мм и высотой 60 мм. Торцы образцов должны быть пришлифованы и параллельны с точностью 10–3 мм/мм. Исследование динамических упругих характеристик проводят в следующем порядке:

- моделирование термобарических условий, соответствующих пластовым; выдержка образцов в данных условиях;
- определение скорости распространения упругих продольных (V_p) и поперечных (V_s) волн в породе.

Соотношение скорости распространения упругих продольных и поперечных волн с динамическими упругими характеристиками определяется формулами:

модуль Юнга, Па (E):

$$E = \delta V_s^2(3V_p^2-4V_s^2)/(V_p^2-V_s^2) \quad \text{или} \qquad (1)$$

$$E = \delta(3\kappa^2-4)/(\kappa^2-1), \qquad (2)$$

где $\kappa = V_p/V_s$; δ – плотность водонасыщенной породы, г/см^3;

коэффициент Пуассона, д.е. (ν):

$$\nu = (V_p^2-2V_s^2)/(2(V_p^2-V_s^2)), \quad \text{или} \qquad (3)$$

$$\nu=(\kappa^2-2)/(2(\kappa^2-1)) \qquad (4)$$

В таблице 1 и на рисунках 3, 4 представлены основные результаты исследования динамических упругих свойств образцов керна — модуль Юнга и коэффициент Пуассона.

Первоначально были построены корреляционные зависимости данных характеристик от пористости (зеленые графики на рисунках 3, 4). Как показывает опыт подобных исследований, обычно динамический модуль Юнга весьма тесно связан с пористостью породы: с увеличением пустотного пространства данная характеристика уменьшается, что говорит о большей деформируемости высокопористых образцов керна. В проведенных экспериментах коэффициент корреляции между данными свойствами породы составил 0,86.

Коэффициент Пуассона обычно слабо коррелирует с параметром пористости, для изученных образцов керна коэффициент корреляции для такой зависимости составил 0,68. Однако в отличие от динамического модуля Юнга, связь динамического коэффициента Пуассона обратная — с увеличением пористости данная характеристика увеличивается. Данный эффект подтверждает тот факт, что с увеличением емкостного пространства порода становится более деформируемой.

После применения водоизолирующих составов зависимости пористости с динамическими упругими свойствами несколько изменились. Для модуля Юнга наблюдается смещение графиков в сторону горизонтальной оси, что говорит об ослаблении породы после воздействия реагентов (рис. 3 синий и красный графики).

Исходя из таблицы 1, следует, что при воздействии Реагентом 1 среднее значение динамического модуля Юнга снизилось с 28 до 22,6 Гпа, или на 19,2 %, при закачке Реагента 2 — с 22,3 до 19,7 МПа, т.е. на 11,7 %. С увеличением величины пористости образцов эффект воздействия водоизолирующих составов увеличивается. Данный факт подтверждается при сопоставлении рассматриваемой характеристики до и после воздействия реагентов (рис. 4). Явно прослеживается закономерность, что чем меньше модуль Юнга и, следовательно, больше начальная пористость образцов керна, тем сильнее изменяется рассматриваемая упругая характеристика.

Несколько иная картина выявляется при анализе данных по изучению динамического коэффициента Пуассона (рис. 3б, 4б): после воздействия реагентов графики зависимости данного параметра от пористости смещается вверх относительно первоначальной зависимости, что говорит об увеличении коэффициента Пуассона породы-коллектора при закачке водоизолирующих составов. Согласно таблице 1, при воздействии Реагента 1 величина рассматриваемой характеристики увеличилась с 0,221 до 0,255 или на 15,6 %. При закачке Реагента 2 — с 0,261 до 0,282 или на 7,3 %. Как и в случае с пределом прочности при растяжении и динамическим модулем Юнга, увеличение коэффициента Пуассона после воздействия водоизолирующими составами говорит об ослаблении образцов керна горной породы и увеличении степени их деформируемости при создании механической нагрузки. Величина коэффициента Пуассона увеличивается более интенсивно с увеличением пористости образцов, что следует из рисунка 4б. На данном рисунке наибольшие значения коэффициента Пуассона соответствуют максимальным значениям пористости. Для таких образцов наблюдается наибольшее увеличения рассматриваемой упругой характеристики.

Вышеописанные эффекты ухудшения упругих свойств образцов керна авторы связывают с тем, что закачка водоизолирующих составов и их дальнейшее набухание приводит к расклинивающему эффекту пор и трещин, что приводит к еще большему растрескиванию породы. Возможно также физико-химическое взаимодействие реагентов со скелетом породы, т.к. некоторые составляющие, входящие в их состав, могут являться химически-активными.

Табл. 1. Результаты определения динамических упругих свойств в лабораторных исследованиях
Tab. 1. Results of determination of dynamic elastic properties in laboratory studies

Воздействующий реагент	№ группы	№ образца	Модуль Юнга, ГПа	Коэффициент Пуассона, д.е.
Реагент 1	1	1/3	10,7	0,298
		1/4	22,9	0,255
	2	2/3	25,6	0,232
		2/4	31,2	0,205
	3	3/3	27,2	0,296
		3/4	28,3	0,221
	4	4/3	21,4	0,237
		4/4	27,4	0,208
	5	5/3	28,3	0,214
		5/4	30,3	0,216
Реагент 2	6	6/3	16,5	0,282
		6/4	22,2	0,245
	7	7/3	23,9	0,221
		7/4	25,9	0,253
	8	8/3	23,1	0,259
		8/4	22,4	0,268
	9	9/3	18,7	0,344
		9/4	22,2	0,289
	10	10/3	16,1	0,303
		10/4	18,7	0,259
Реагент 1	ср. знач. до воздействия		28,0	0,221
	ср. знач. после воздействия		22,6	0,255
Реагент 2	ср. знач. до воздействия		22,3	0,263
	ср. знач. после воздействия		19,7	0,282

Итоги

Результаты лабораторных исследований влияния водоизолирующих составов на динамические упругие свойства терригенных образцов керна выявили их ухудшение под воздействием данных реагентов. Отмечается влияние пористости образцов на интенсивность изменения упругих свойств. Такие эффекты авторы статьи связывают с растрескиванием породы при набухании изучаемых составов.

Выводы

- Результаты изучения динамических упругих свойств образцов керна показали, что при воздействии Реагентом 1 среднее значение динамического модуля Юнга снизилось с 28 до 22,6 ГПа или на 19,2 %, при закачке Реагента 2 – с 22,3 до 19,7 МПа, т.е. на 11,7 %.
- В отличие от модуля Юнга, для коэффициента Пуассона наблюдается повышение его величины при насыщении образцов водоизолирующими составами. Так, при воздействии Реагентом 1 величина рассматриваемой характеристики увеличилась с 0,221 до 0,255, или на 15,6 %. При закачке Реагента 2 — с 0,261 до 0,282, или

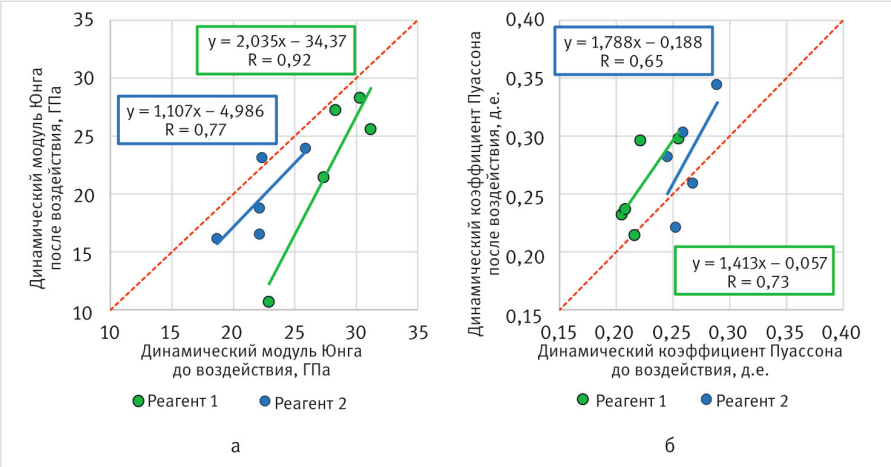

Рис.3. Зависимость динамических модуля Юнга — (а) и коэффициента Пуассона (б) от пористости до и после воздействия реагентами
Fig. 3. Dependence of dynamic Young's modulus (a) and Poisson's ratio (б) on porosity before and after exposure to reagents

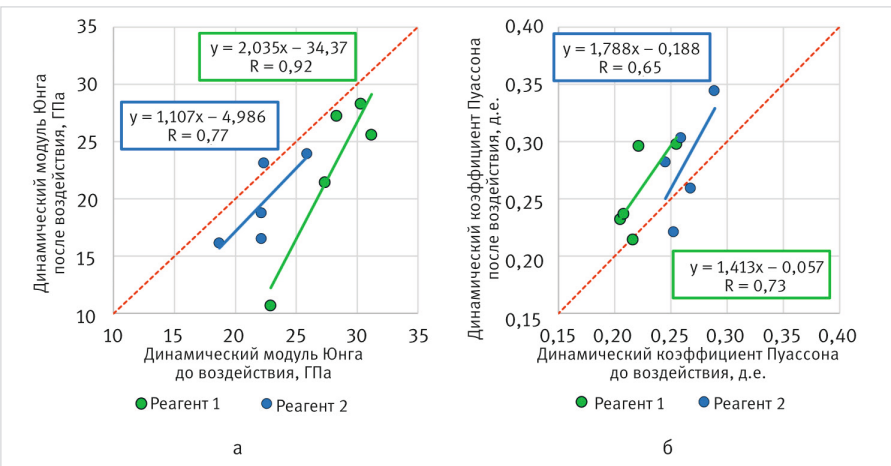

Рис.4. Сопоставление динамических модуля Юнга (а) и коэффициента Пуассона (б) до и после воздействия реагентами (пунктиром обозначена линия равных значений)
Fig. 4. Comparison of the dynamic Young's modulus (a) and Poisson's ratio (b) before and after exposure to reagents (the dotted line indicates the line of equal values)

на 7,3 %. Полученные результаты говорят о том, что образцы после воздействия потокотклоняющими реагентами становятся более деформируемыми.

- Вывод об ухудшении упругих свойств образцов керна подтверждается на графиках, сопоставляющих исследуемые параметры до и после насыщения образцов керна водоизолирующими составами. При этом отмечается следующая закономерность — чем выше пористость образцов, тем более интенсивно снижается модуль Юнга, коэффициент Пуассона – увеличивается.
- Авторы статьи связывают полученные результаты, отражающие ухудшение динамических упругих свойств образцов керна, с расклинивающим эффектом при набухании реагентов в процессе и после их закачки в околоскважинную зону пласта, а также с возможным физико-химическим взаимодействием водоизолирующих составов с породой-коллектором.

Литература:

1. Землянский В.В. О приоритетах при выборе скважин для применения потокоотклоняющей технологии ПГС Ритин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2003. № 7. С. 49–52.
2. Лоскутов К.Ю., Буйнов Е.С., Коробейников А.А., Трясин Е.Ю., Никитин А.Ю., Бодрягин А.В. Эффективность применения потокоотклоняющих технологий на Талинской площади Красноленинского месторождения по результатам трассерных исследований // Нефтепромысловое дело. 2009. № 2. С. 17–21.
3. Шакиров Р.М., Вильданов Р.М., Ризванов Р.З., Усманова М.С., Елизарова Т.Ю. Оценка перспективности применения потокоотклоняющих технологий на объектах НГДУ «Бавлынефть». Георесурсы. 2006. № 3. С. 45–47.
4. Мавлиев А.Р., Рогачев М.К., Мардашов Д.В., Наугольников М.В. Разработка потокоотклоняющих технологий на основе гидрофобно-эмульсионных составов // Научные исследований и инновации. 2011. Т. 5. № 2. С. 84–87.
5. Наугольников М.В., Рогачев М.К., Мавлиев А.Р., Мардашов Д.В. Реологические и фильтрационные исследования эмульсионных составов для применения в потоотклоняющих технологиях // Записки Горного института. 2012. Т. 195. С. 69–72.
6. Попов С.Н., Михайлов Н.Н. Механико-химические эффекты при разработке месторождений нефти и газа: учебное пособие. Москва: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, 2023. 300 с.
7. Попов С.Н., Муминов С.А. Проявление механико-химических эффектов при экспериментальных исследованиях влияния фильтрации жидкости на физико-механические свойства карбонатных коллекторов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2021. № 8. С. 42–48.
8. Попов С.Н. Влияние механохимических эффектов на фильтрационно-емкостные и физико-механические свойства пород-коллекторов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2015. № 8. С. 49–61.
9. Костилевский В.А., Дитц А.В., Бикбулатов О.В., Зырянов П.А., Никифоров С.С., Меркурьев К.К., Попов С.Н. Обзор актуальных методов борьбы с пескопроявлениями при разработке месторождений нефти и газа // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 5. С. 68–72.
10. Павлов В.А., Кулешов В.С., Кудымов А.Ю., Якубовский А.С., Субботин М.Д., Пташный А.В., Абзгильдин Р.Р., Максимов Е.В. Влияние природы насыщающего агента на упруго-прочностные свойства пород газовых месторождений // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 1. С. 11–16.
11. Чикирев Ф.А., Попов С.Н. К вопросу идентификации режима эксплуатации газовой залежи (на примере разработки сеноманских отложений одного из месторождений Ямало-Ненецкого автономного округа) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2025. № 3. С. 65–77.
12. Чикирев Ф.А., Попов С.Н. Определение режима работы газовой залежи на основе данных гидрохимического мониторинга // Недропользование. 2025. Т. 25. № 3. С. 248–256.
13. Ермолаев А.И., Ефимов С.И., Пятибратов П.В., Миниханов Е.Д., Дубиня Н.В., Леонова А.М. Оценка предельного забойного давления, исключающего разрушение призабойной зоны пласта, на основе геомеханических исследований керна // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. 2023. № S1. С. 61–69.
14. Попов С.Н. Кусайко А.С. Озун И.А. Исследование деформационных и прочностных свойств пород-коллекторов нефтяных месторождений, разрабатываемых ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2016. № 9. С. 50–56.
15. Попов С.Н. Изучение геомеханических свойств пород-коллекторов одного из месторождений Калининградской области // Геология, геофизика

и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2024. № 8. С. 43–51.
16. Попов С.Н., Муминов С.А., Исмаилов В.Т. Лабораторные исследования анизотропии геомеханических свойств пород-коллекторов Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения статическим и динамическим методами // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2024. № 9. С. 59–66.
17. Муминов С.А.У., Попов С.Н. Выявление закономерностей изменения геомеханических свойств карбонатного коллектора Астраханского газоконденсатного месторождения на основе экспериментальных исследований образцов керна // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2023. № 4 (376). С. 42-48.

ENGLISH

Results

Laboratory studies of the effects of waterproofing reagents on the dynamic elastic properties of terrigenous core samples revealed a deterioration in these properties under the influence of these reagents. The influence of the sample porosity on the intensity of the change in elastic properties is noted. The authors attribute these effects to rock cracking during swelling of the studied reagents.

Conclusions

1. The results of studying the dynamic elastic properties of core samples showed that when exposed to Reagent 1, the average value of the dynamic Young's modulus decreased from 28 to 22,6 GPa, or by 19,2 %, while when injecting Reagent 2, it decreased from 22,3 to 19,7 MPa, or by 11,7 %.
2. Unlike Young's modulus, Poisson's ratio increased when the samples were saturated with waterproofing reagents. Thus, when exposed to Reagent 1, the value of this characteristic increased from 0,221 to 0,255, or by 15,6 %. When injecting Reagent 2, it increased from 0,261 to 0,282, or by 7,3 %. These results indicate that the samples become more deformable after exposure of waterproofing reagents.
3. The conclusion regarding the deterioration of the elastic properties of the core samples is confirmed by graphs comparing the studied parameters before and after saturation of the core samples with waterproofing reagents. The following pattern is observed: the higher the porosity of the samples, the more rapidly Young's modulus decreases, while Poisson's ratio increases.
4. The authors of the article attribute the obtained results reflecting the deterioration of the dynamic elastic properties of the core samples to the wedging effect caused by the swelling of the reagents during and after their injection into the near-wellbore zone, as well as to the possible physicochemical interaction of the water-sealing compounds with the reservoir rock.

References

1. Zemlyansky V.V. On the priorities in selecting wells for the use of flow-diverting technology PGS Ritin. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2003, issue 7, P. 49–52. (In Russ).
2. Loskutov K.Yu., Buinov E.S., Korobeynikov A.A., Tryasin E.Yu., Nikitin A.Yu., Bodryagin A.V. Efficiency of using flow-diverting technologies in the Talinskaya area of the Krasnoleninskoye field based on the results of tracer studies. Oilfield engineering, 2009, issue 2, P. 17–21. (In Russ).
3. Shakirov R.M., Vildanov R.M., Rizvanov R.Z., Usmanova M.S., Elizarova T.Yu. Assessment of the prospects of using flow-diverting technologies at the facilities of NGDU Bavlyneft. Georesources, 2006, issue 3, P. 45–47. (In Russ).
4. Mavliev A.R., Rogachev M.K., Mardashov D.V., Naugolnikov M.V. Development of flow-deflecting technologies based on hydrophobic emulsion compositions. Scientific research and innovation, 2011, Vol. 5, issue 2, P. 84–87. (In Russ).
5. Naugolnikov M.V., Rogachev M.K., Mavliev A.R., Mardashov D.V. Rheological and filtration studies of emulsion compositions for use in sweat-deflection technologies. Journal of Mining Institute, 2012, Vol. 195, P. 69–72. (In Russ).
6. Popov S.N., Mikhailov N.N. Coupled mechanical and chemical effects in the development of oil and gas fields. Moscow: Publishing Center of the Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), 2023, 300 p. (In Russ).
7. Popov S.N., Muminov S.A. Manifestation of coupled mechanical and chemical effects in experimental studies of the fluid filtration influence on the physical and mechanical properties of carbonate reservoirs. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2021, issue 8, P. 42–48. (In Russ).
8. Popov S.N. Influence of mechanical-chemical effects on porosity, permeability and physical-mechanical properties of reservoirs. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2015, issue 8, P. 49–61. (In Russ).
9. Kostilevsky V.A., Dietz A.V., Bikbulatov O.V., Zyryanov P.A., Nikiforov S.S., Merkuriev K.K., Popov S.N. Review of current control methods with sand production during the development of oil and gas fields. Exposition Oil Gas, 2024, issue 5, P. 68–72. (In Russ).
10. Pavlov V.A., Kuleshov V.S., Kudymov A.Yu., Yakubovsky A.S., Subbotin M.D., Ptashny A.V., Abzgildin R.R., Maksimov E.V. Influence of the nature of the saturating agent on the elastic-strength properties of gas field rocks. Exposition Oil Gas, 2021, issue 1, P. 11–16. (In Russ).
11. Chikirev F.A., Popov S.N. On the problem of the operational mode identification of a gas deposit (using the example of the development of the Cenomanian deposit of one of the Yamalo-Nenets Autonomous District deposits). Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2025, issue 3, P. 65–77. (In Russ).
12. Chikirev F.A., Popov S.N. Determination of the operating mode of a gas deposit based on hydrochemical monitoring data. Perm journal of petroleum and mining engineering, 2025, Vol. 25, issue 3, P. 248–256. (In Russ).
13. Ermolaev A.I., Efimov S.I., Pyatibratov P.V., Minikhanov E.D., Dubinya N.V., Leonova A.M. Estimation of the maximum bottomhole pressure that excludes the destruction of the bottomhole formation zone, based on geomechanical studies of the core. SOCAR proceedings, 2023, issue S1, P. 61–69. (In Russ).
14. Popov S.N. Kusayko A.S. Ozun I.A. Researching of deformation and strength properties of oil fields rocks-reservoirs operated by LLC “LUKOIL-KOMI”. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2016, issue 9, P. 50–56. (In Russ).
15. Popov S.N. Study of geomechanical properties of reservoir rocks of one of the deposits in the Kaliningrad region. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2024, issue 8, P. 43–51. (In Russ).
16. Popov S.N., Muminov S.A., Ismailov V.T. Laboratory research of anisotropy of geomechanical properties of reservoir rocks of the Chayandinskoye oil and gas condensate field using static and dynamic methods. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2024, issue 9, P. 59–66. (In Russ).
17. Muminov S.A.U., Popov S.N. Identification of patterns of changes in the geomechanical properties of the carbonate reservoir of the Astrakhan gas condensate field based on experimental studies of core samples. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2023, issue 4, P. 42–48. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT AUTHORS

Мекурьев Константин Константинович, менеджер ПАО «ЛУКОЙЛ», Москва, Россия

Попов Сергей Николаевич, д.т.н., заведующий лабораторией, главный научный сотрудник лаборатории нефтегазовой механики и физико-химии пласта, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия
Для контактов: popov@ipng.ru

Mekuryev Konstantin Konstantinovich, manager of “LUKOIL” PJSC, Moscow, Russia

Popov Sergey Nikolaevich, ph.d. of engineering sciences, head of the laboratory of oil and gas mechanics and reservoir physico-chemistry, Oil and gas research institute of RAS, Moscow, Russia
Corresponding author: popov@ipng.ru