

УДК 622.276

## ИССЛЕДОВАНИЕ ФОРМИРОВАНИЯ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИН ПРИ ВСКРЫТИИ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ С УЧЕТОМ ИХ МИНЕРАЛЬНОГО СОСТАВА

Черных Василий Игоревич<sup>1</sup>,  
Vasily.Chernykh@pnn.lukoil.com

Мартюшев Дмитрий Александрович<sup>2</sup>,  
martyushevdi@inbox.ru

Пономарева Инна Николаевна<sup>2</sup>,  
permpolitech@gmail.com

<sup>1</sup> Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми,  
Россия, 614000, г. Пермь, ул. Советской Армии, 29.

<sup>2</sup> Пермский национальный исследовательский политехнический университет,  
Россия, 614990, г. Пермь, пр. Комсомольский, 29.

**Актуальность** работы обусловлена значительным влиянием проницаемости призабойных зон продуктивных пластов на производительность скважин. На практике снижение проницаемости коллектора в призабойной зоне зачастую обусловлено эффектами, сопровождающими взаимодействие фильтра технологических жидкостей, используемых при строительстве и ремонте скважин. В свою очередь, исследование особенностей взаимодействия различных технологических жидкостей и горных пород позволит эффективно планировать проведение операций по строительству и ремонту скважин.

**Цель:** исследование особенностей взаимодействия технологических жидкостей и горных пород на основе комплексного использования современных лабораторных исследований керна и промышленных данных.

**Объект:** призабойная зона скважин, эксплуатирующей карбонатный объект разработки нефтяного месторождения.

**Методы:** гидродинамические исследования скважин, обработанные в программном обеспечении KAPPA Workstation (модуль Saphir), методами касательной и детерминированных моментов давления с оценкой состояния призабойной зоны; современные методы лабораторных исследований керна, в том числе электронная микроскопия, рентгенофазный анализ, микрорентгеновская томография.

**Результаты.** При обработке материалов гидродинамических исследований установлено, что состояние призабойной зоны по 70 % скважин фонда характеризуется как ухудшенное, причем по некоторым скважинам – в значительной степени, что нетипично для карбонатных коллекторов. На всех скважинах при вскрытии пласта применялся буровой раствор на водной основе. Исследования образцов керна из данной залежи (на микроуровне) позволили установить сложную структуру пустотного пространства, в том числе наличие трещин, частично залеченных глинистым материалом. Взаимодействие глинистого материала с водной основой бурового раствора является одной из распространенных причин снижения проницаемости коллектора в зоне его контакта с буровым раствором. Аналогичные исследования, выполненные применительно к другому месторождению с отсутствием глинистого материала в пустотах, продемонстрировали эффективность тех же самых буровых растворов на водной основе, что подтверждается практически неизменным состоянием призабойной зоны после ввода скважин в эксплуатацию.

### Ключевые слова:

призабойная зона, буровой раствор, гидродинамические исследования, сканирующая электронная микроскопия керна, структура пустотного пространства, рентгенофлуоресцентный анализ.

### Введение

Одним из главных критериев выбора эффективной технологии вскрытия продуктивных пластов является обеспечение сохранности их фильтрационных свойств. Известно, что в процессе разбуривания залежей на репрессии имеет место фильтрация используемой технологической жидкости в пласт, что может привести к коагуляции пустотного пространства коллектора и, как следствие, к ухудшению его свойств. Механизмы коагуляции изучены в многочисленных работах российских и зарубежных ученых [1–3]. Из них можно выделить два основных:

1) закупорка пустотных каналов частицами твердой фазы технологической жидкости – бурового раствора. Данное явление имеет место в том случае, если размер частиц твердой фазы меньше диаметра пустотных каналов;

2) взаимодействие компонентов (как правило, фильтра) технологической жидкости с минералами, слагающими коллектор.

Особенности процесса коагуляции определяются минеральным составом горной породы, структурой ее пустотного пространства, а также рецептурой бурового раствора.

В настоящее время на территории Пермского края при проведении различного рода операций в скважинах применяют технические жидкости как на водной, так и на углеводородной основе, которые включают ряд специальных добавок [4–10]. При этом в мировой практике известно более 5000 добавок, вводимых в рецептуру бурового раствора с целью придания ему необходимых свойств.

Структура пустотного пространства также является фактором, определяющим выбор конкретной рецептуры бурового раствора. Так, в работе [4] авторы

указывают на ряд серьезных ограничений при выборе типа буровой промывочной жидкости при вскрытии коллекторов, характеризующихся трещиноватостью и неоднородной по разрезу проницаемостью.

Наличие глинистого материала в минеральном составе горной породы является фактором, способствующим коагуляции пустотного пространства, особенно при использовании буровых растворов на водной основе [11–14]. Наиболее выражено данный процесс протекает при значительной продолжительности периода взаимодействия бурового раствора и коллектора. Например, в работе [15] авторы приводят результаты экспериментальных исследований, которые свидетельствуют о том, что после пяти дней воздействия пористость образца керна Berea Buff уменьшилась на 41 %.

Экспериментальные исследования, описанные в статье [12], выполненные с применением электронной микроскопии образцов керна, визуализируют эффект закупорки поровых каналов в результате воздействия фильтратом технологической жидкости. Авторами зафиксирован факт растворения породы, закупорки пор и изменение минерального состава коллектора.

Изменение распределения пор по размерам в результате воздействия фильтратом бурового раствора отмечено авторами [16] на основании сопоставления результатов применения метода ЯМР (ядерно-магнитного резонанса). Авторами установлено, что различное содержание и типы глин, полевых шпатов, глинисто-кварцевого каркаса оказывают большое влияние на свойства пород и изменение структуры пор в результате воздействия [17–19].

Помимо набухания глин, негативным последствием проникновения бурового раствора на водной основе является изменение естественной смачиваемости коллектора, на что указывают авторы статьи [20]. Кроме того, проникновение воды может привести также к нарушению сцепления между зернами породы и, следовательно, изменить структуру и целостность породы, ее не только петрофизические, но и геомеханические свойства.

Проникновение бурового раствора в пустотное пространство коллектора в призабойной зоне является негативным фактором не только с точки зрения вероятного ухудшения фильтрационных свойств [21, 22]. В работах [23–26] авторы указывают на осложнения в реализации технологических процессов строительства скважины, обусловленные уходом бурового раствора, в том числе нестабильность ствола скважины, дифференциальный прихват, сложности в отборе и подъеме керна.

Однако, несмотря на высокую практическую значимость рассматриваемой проблемы, авторы статьи [27] указывают на недостаточную степень изученности взаимодействия буровых растворов различной рецептуры и коллекторов карбонатного типа, что подчеркивает актуальность исследования, представленного в настоящей работе, заключающегося в изучении и выделении изменения свойств коллектора после ввода скважин из бурения.

При этом следует отметить, что взаимодействие бурового раствора с коллектором приводит к изменению его свойств не во всей зоне дренирования пласта, а только в пристволенной его части, формируя так называемую призабойную зону пласта (ПЗП). На практике состояние призабойной зоны успешно оценивается по данным гидродинамических исследований скважин (ГДИ) при неустановившихся режимах с записью кривой восстановления давления (КВД). Таким образом, проведение ГДИ на скважинах после их ввода в эксплуатацию позволит получить ценную информацию о состоянии призабойной зоны и эффективности реализованной технологии вскрытия продуктивного пласта.

#### Общие сведения об объекте исследования

Настоящая статья посвящена вопросам изучения эффективности технологий вскрытия, применяемых на скважинах, эксплуатирующих турнейско-фаменские карбонатные отложения месторождения имени Сухарева. Выбор данного объекта обусловлен рядом причин. Во-первых, разработка месторождения находится на начальной стадии, на турнейско-фаменскую залежь пробурено 14 скважин и в ближайшее время планируется продолжение эксплуатационного бурения. Во-вторых, рассматриваемая залежь представлена карбонатами со сложным (порово-каверново-трещинным) строением пустотного пространства. В-третьих, на скважинах проведено большое количество высокоинформативных гидродинамических и геофизических исследований. Также следует отметить уникальность производственной площадки данного месторождения – она приурочена к искусственному острову (рис. 1), что обуславливает повышенные требования к безопасности производственных работ и эффективности всех технологических процессов.

**Таблица 1.** Геолого-физическая характеристика карбонатной залежи

**Table 1.** Geological and physical characteristics of carbonate deposits

Параметр Parameter	Значение Value
Глубина залегания объекта, м Absolute level of the reservoir surface, m	–2472,9
Нефтенасыщенная толщина, м Oil reservoir thickness, m	11,0
Общая пористость/Average porosity, %	8,0
Проницаемость, мД/Permeability, md	25,0
Начальное пластовое давление, МПа Initial reservoir pressure, MPa	21,5
Газосодержание, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> /Gas-oil ratio, m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	125,0
Вязкость в пластовых условиях, мПа·с Dynamic viscosity of crude oil, mPa·s	1,5

#### Результаты интерпретации гидродинамических исследований скважин

На всех скважинах рассматриваемого объекта в течение незначительного периода времени (3–6 месяцев) проведены ГДИ с получением кривых восстановления давления. Следует отметить, что невысокая проницаемость и сложный тип коллектора обуслав-

ливают значительную продолжительность периода восстановления давления в процессе исследования. Как следствие, на многих графиках КВД не выделяется участок, соответствующий радиальному режиму течения. На выделении участка радиального течения основываются два наиболее распространенных метода, позволяющих, в том числе, определять величину скин-фактора (наиболее известной характеристики

призабойной зоны) – метод касательной (МК), и алгоритмы, реализованные в программном обеспечении KAPPA Workstation (модуль Saphir) [28].

В качестве примера на рис. 2 представлен график КВД в координатах указанных методов. График построен по данным исследования скв. 331, проведенного через пять месяцев после ввода скважины в эксплуатацию.



Рис. 1. Производственная площадка месторождения имени Сухарева

Fig. 1. Production site of the Sukharev field

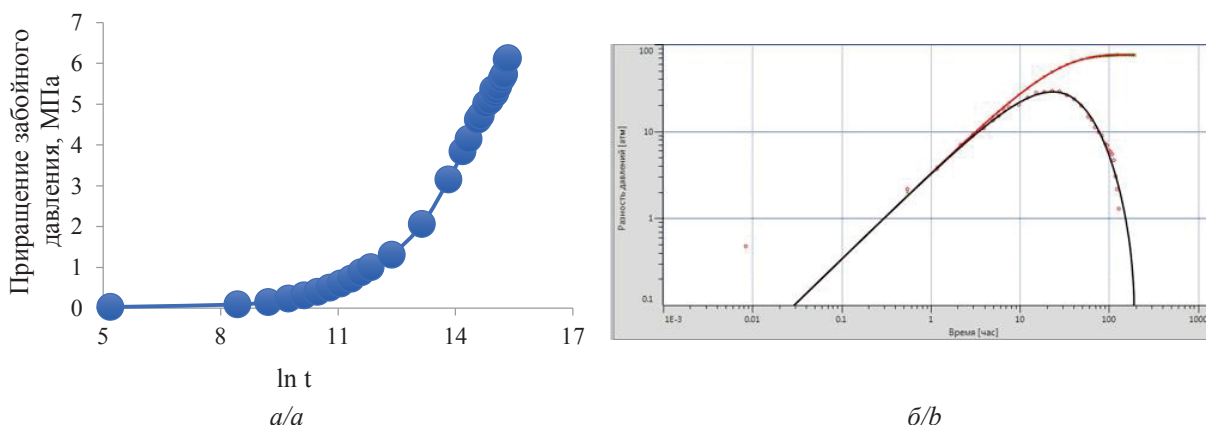


Рис. 2. Кривая восстановления давления скважины 331 в координатах: а) метода касательной; б) программного обеспечения KAPPA Workstation (модуль Saphir)

Fig. 2. Pressure recovery curve of well 331 in coordinates: a) tangent method; b) KAPPA Workstation software (Saphir module)

На графике КВД отсутствует участок радиального течения, что затрудняет достоверное определение величины скин-фактора. Вопросам достоверной оценки состояния призабойных зон продуктивных пластов в низкопроницаемых, в том числе карбонатных, коллекторах посвящено значительное количество работ. Так, в работе [29] на основе математической обработки значительного объема промысловых данных авторы доказывают, что при высокой газонасыщенности пластовой нефти величина скин-фактора зачастую обуславливается не кольматацией пустотного про-

странства, а фазовыми эффектами. В статье [29] авторы показывают, что обработка недовосстановленных КВД приводит к получению ложноотрицательных величин скин-фактора. В работе [30] авторы указывают на целесообразность применения других методов оценки состояния ПЗП, более устойчивых к неполному восстановлению давления и отсутствию участка радиального течения, например метода детерминированных моментов давления (ДМД). Метод сводится к вычислению безразмерного диагностического признака  $d$ , по величине которого осуществляется диа-



гностика фильтрационных потоков. Так, величина  $d > 2,2$  является признаком ухудшенного состояния призабойной зоны. Метод не требует построения графиков, выделения на них каких-либо участков. Его применение не требует каких-либо дополнительных исходных данных, таких как дебит скважины, толщина пласта и др. В совокупности данные факторы следует оценивать как преимущественную характеристику метода, что обуславливает целесообразность его применения для решения поставленной задачи достоверной оценки состояния ПЗП скважин месторождения им. Сухарева после их ввода в эксплуатацию. Таким образом, в ходе настоящего исследования собраны все первые КВД скважин турнейско-фаменской залежи месторождения им. Сухарева и обработаны в программном обеспечении KAPPA Workstation (модуль Saphir), методами касательной и детерминированных моментов давления (табл. 2).

**Таблица 2.** Результаты интерпретации первых КВД  
**Table 2.** Results of interpretation of the first build-up tests

Скв. № Well no.	Результаты оценки состояния ПЗП по методам Results of assessing the state of the bottomhole zone of wells by methods					
	МК tangent method		Saphir		ДМД deterministic pressure method	
	S	оценка ПЗП bottomhole zone evaluation	S	оценка ПЗП bottomhole zone evaluation	d	оценка ПЗП bottomhole zone evaluation
2	-5,20	-	-6,44	-	2,26	+
3	30,50	+	-4,05	-	3,84	+
4	38,80	+	-2,54	-	3,56	+
114	-4,00	-	1,49	+	2,55	+
116	-5,70	-	-1,42	-	2,06	0
118	-3,90	-	-0,06	-	2,34	+
119	-1,30	-	-4,71	-	2,67	+
120	35,80	+	-1,70	-	4,50	+
121	-5,00	-	-5,86	-	2,27	+
319	-1,70	-	-7,42	-	2,52	+
323	-4,60	-	-6,02	-	2,44	+
331	-5,90	-	-7,13	-	1,97	-
334	-3,90	-	-0,42	-	2,11	0
340	-3,90	-	-0,18	-	2,09	0

Примечание: «+» – ухудшенное состояние ПЗП; «-» – улучшенное состояние ПЗП; «0» – неизменное состояние ПЗП (зонально-однородный пласт).

Note: «+» – degraded state of the well bottomhole zone; «-» – improved state of the well bottomhole zone; «0» – unchanged state of the well bottomhole zone (zone-homogeneous reservoir).

При анализе представленных в табл. 2 данных обращает на себя внимание факт большого количества противоположных результатов оценки состояния ПЗП по данным величин скин-фактора S и безразмерного диагностического признака d. Следует отметить, что многие КВД характеризуются отсутствием участка радиального течения (в координатах МК и Saphir) и осложняются проявлением влияния границ (в координатах Saphir). Как следствие, оценку состояния ПЗП по величине скин-фактора не следует считать

достоверной, а для решения поставленных задач целесообразно использовать результаты метода ДМД.

В свою очередь, при анализе состояния ПЗП по величине диагностического признака d установлено его ухудшение в более чем 70 % случаев. При этом для нескольких скважин величина d принимает весьма высокое значение (более 3,0). Данное явление ухудшения состояния ПЗП для большей части фонда является нетипичным для карбонатов [29] и требует исследования обуславливающих его причин. В качестве рабочих выдвинуты две гипотезы – влияние фазовых эффектов (нефть/газ) и кольматация пустотного пространства при реализации технологий вскрытия пласта.

Проверка гипотезы снижения проницаемости ПЗП при выделении газа выполнена посредством сравнения величин пластового и забойного давлений с давлением насыщения нефти газом. Во всех случаях установлен факт превышения давлений по сравнению с давлением насыщения, что указывает на отсутствие пузырьков выделившегося газа в пустотном пространстве горной породы.

Таким образом, детальный анализ первых кривых восстановления давления позволил установить факт снижения фильтрационно-емкостных характеристик рассматриваемого пласта при реализации технологий его вскрытия.

В ходе дальнейшего анализа установлено, что при строительстве всех скважин реализованы технологии вскрытия пласта на репрессии с использованием технологических жидкостей (буровых растворов), в которых в качестве дисперсионной среды использована вода. В целом в мировой практике применение буровых растворов на водной основе считается приоритетным, поскольку обеспечивает решение технологических задач строительства скважины с соблюдением требований экологической безопасности [4]. В условиях рассматриваемой залежи примерно в половине случаев вскрытие пласта осуществлялось на буровом растворе МГБР-ПМГ (малоглинистый полимер-эмульсионный буровой раствор), в оставшихся случаях – на растворе ББР-СКП (безглинистый буровой раствор на основе полисахаридов).

При этом сопоставление типа бурового раствора и состояния ПЗП свидетельствует об их примерно одинаковом влиянии на свойства коллектора в зоне проникновения. Очевидно, что причиной снижения проницаемости является не включение какого-либо конкретного вещества в рецептуру бурового раствора, а использование в качестве дисперсионной среды воды.

#### Петрографическое изучение образцов кернa

Для проверки гипотезы о негативном влиянии воды как дисперсионной среды бурового раствора на фильтрационно-емкостные свойства коллектора привлечены данные детального петрографического изучения образцов кернa (из продуктивной части разреза), в том числе результаты электронной микроскопии и рентгенофлуоресцентного анализа. Методика исследований с использованием электронной микроскопии и рентгенофлуоресцентного анализа описана в

ряде научных трудов [31–34]. Результаты исследования типичных образцов керна сканирующей электронной микроскопией представлены на рис. 3.

По результатам электронной микроскопии выявляются характерные особенности основных типов пустот в коллекторе – микрокаверн. Они имеют разную форму и размеры, заполнены новообразованными

кристаллами кальцита, между которыми присутствуют межзерновые поры, обычно сообщающиеся.

Другой характерный тип пустот представлен трещинами, иногда довольно протяженными (рис. 4). В пустотах трещин сосредоточено новообразованное вещество – глинистый минерал (предположительно иллит).

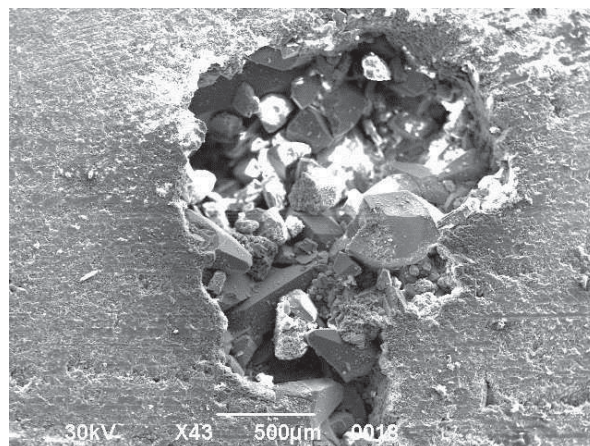
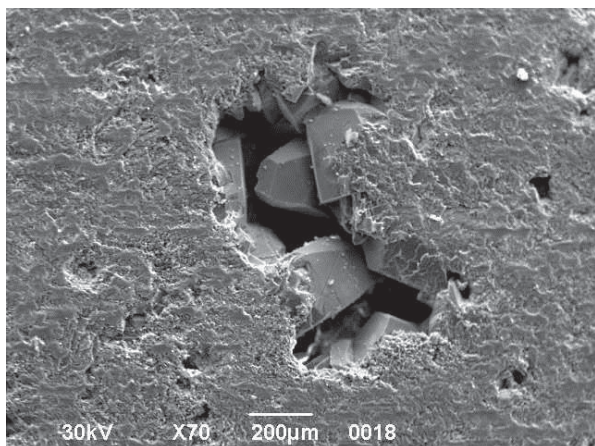


Рис. 3. Представление пустотного пространства горной породы месторождения имени Сухарева по данным электронной микроскопии (каверны)

Fig. 3. Representation of the void space of the rock of the Sukharev deposit according to electron microscopy data (caverns)

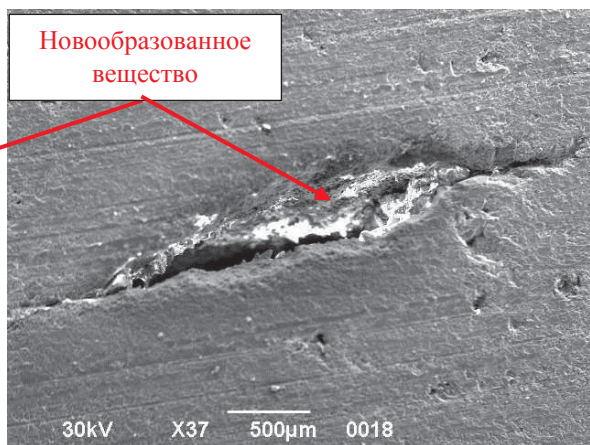
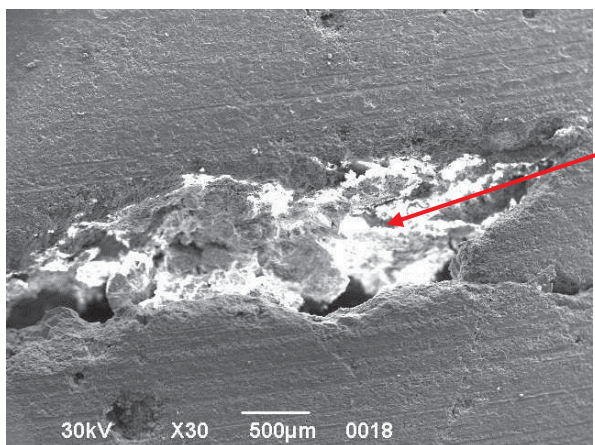


Рис. 4. Представление пустотного пространства горной породы месторождения имени Сухарева по данным электронной микроскопии (трещины)

Fig. 4. Representation of the void space of the rock of the Sukharev deposit according to electron microscopy (fractures)

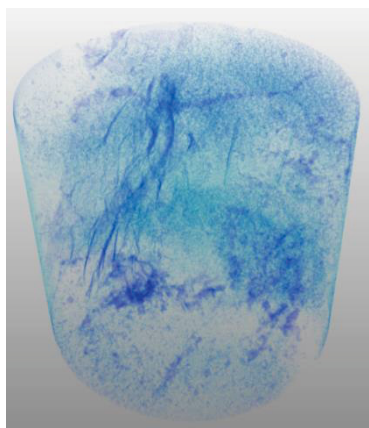


Рис. 5. Результаты микротомографии образца керна

Fig. 5. Results of microtomography of the core sample

Факт трещиноватости подтверждается результатами микротомографии керна (рис. 5).

Следует обратить внимание, что трещины в образце частично либо полностью залечены. Информация о минеральном составе различных элементов горной породы, полученная по данным рентгенофлуоресцентного анализа, приведена в табл. 3.

Из данных табл. 3 следует, что вещество, заполняющее пустоты, образовано  $\text{SiO}_2$  и  $\text{Al}_2\text{O}_3$  – основными компонентами глин. Таким образом, водная фаза бурового раствора, с высокой долей вероятности, контактирует с глинистым материалом и провоцирует его набухание, способствуя снижению проницаемости коллектора.

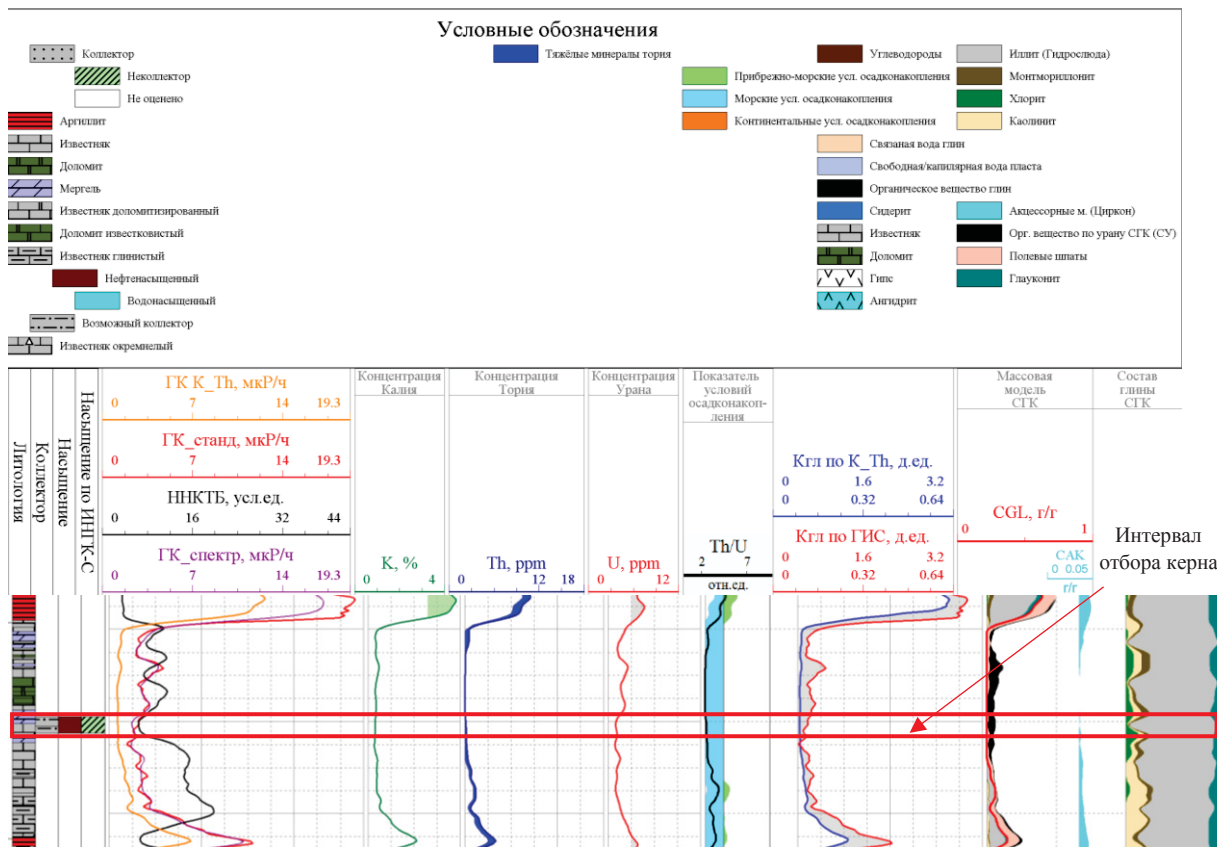


**Таблица 3.** Химический состав компонентов горной породы (мас. %)

**Table 3.** Chemical composition of rock components (wt. %)

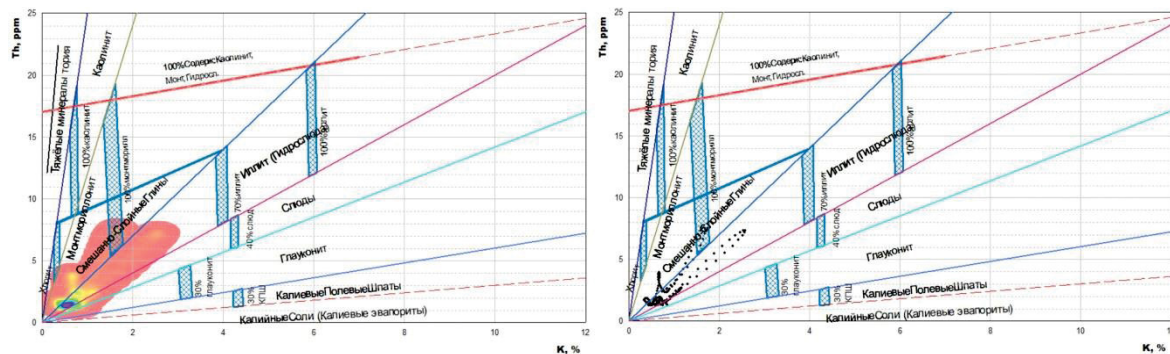
Наименование оксида Oxide name	Матрикс Matrix	Включения в пустотах Inclusions in voids
CaO	54,59	55,80
MgO	0,31	0,13
FeO	0,07	0,25
MnO	–	0,12
SiO <sub>2</sub>	0,51	0,26
TiO <sub>2</sub>	0,07	–
Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	0,10	0,05
K <sub>2</sub> O	0,04	0,01
Na <sub>2</sub> O	0,25	–

Для подтверждения данных о наличии глинистых материалов, полученных с использованием сканирующей электронной микроскопии и рентгенофлуоресцентного анализа, привлечены исследования спектрального гамма каротажа (СГК). СГК позволяет оценить содержание в разрезе естественных радиоактивных элементов и определить минеральный состав глин. По данным СГК установлено, что глинистые минералы турнейского яруса в основном представлены иллитом (рис. 6, 7).



**Рис. 6.** Результаты спектрального гамма каротажа

**Fig. 6.** Results of spectral gamma logging

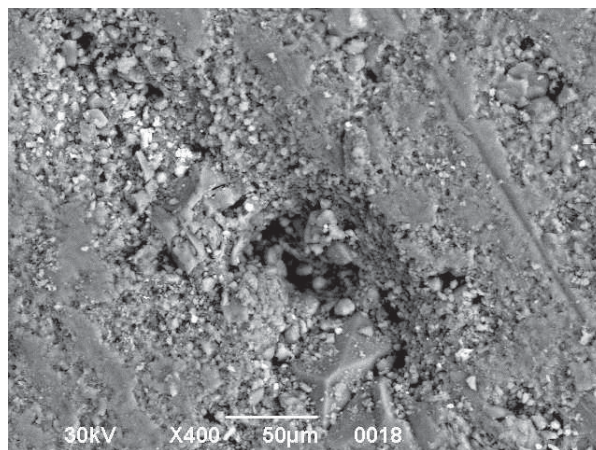
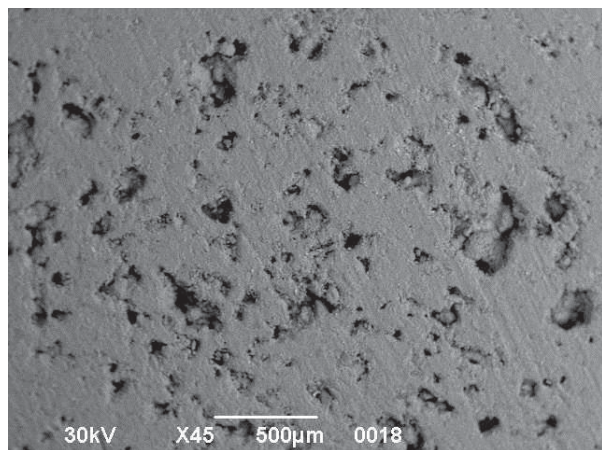


**Рис. 7.** Результаты определения содержания калия и тория в глинистых породах турнейских отложений. Плотность точек результатов измерений отражена на рисунке цветовой палитрой: низкая плотность – розовым; высокая – фиолетовым

**Fig. 7.** Results of determining potassium and thorium content in clayey rocks of the Tournaisian deposits. The density of points of measurement results is reflected in the figure with a color palette: low density – pink; high – purple

Для проверки выдвинутого предположения о набухании новообразованного вещества, сосредоточенного в трещинах, представленного глинистым материалом, привлечен комплекс аналогичных исследований по другому месторождению (Винниковское). Выбор месторождения обусловлен схожестью геолого-физических характеристик и одинаковыми буровыми

растворами, использованными при вскрытии пласта. По данным электронной микроскопии, результаты которой представлены на рис. 8, установлено отсутствие трещин, а новообразованное вещество в пределах выделенных пор и каверн не содержит глинистого материала, что подтверждается результатами рентгенофлуоресцентного анализа (табл. 4).



**Рис. 8.** Представление пустотного пространства горной породы Винниковского месторождения по данным электронной микроскопии (каверны)

**Fig. 8.** Representation of the void space of the rock of the Vinnikovskoe field according to electron microscopy data (caverns)

**Таблица 4.** Химический состав компонентов горной породы (мас. %) Винниковского месторождения

**Table 4.** Chemical composition of rock components (wt. %) Vinnikovskoe field

Наименование оксида Oxide name	Матрикс Matrix	Включения в пустотах Inclusions in voids
CaO	55,32	55,08
SiO <sub>2</sub>	0,47	0,33
TiO <sub>2</sub>	0,08	–
MgO	0,39	0,12
FeO	0,60	1,44

**Таблица 5.** Результаты интерпретации первых КВД

**Table 5.** Results of interpretation of the first build-up tests

Скв. № Well no.	ДМД Method of deterministic pressure moments оценка ПЗП bottomhole zone evaluation	
	<i>d</i>	
66	2,12	0
69	2,17	0
94	1,99	–
102	1,95	–
108	2,15	0
189	1,95	–
302	2,33	+
305	1,98	–
338	2,17	0

Примечание: «+» – ухудшенное состояние ПЗП; «–» – улучшенное состояние ПЗП; «0» – неизменное состояние ПЗП (зонально-однородный пласт).

Note: «+» – degraded state of the bottomhole zone of the well; «–» – improved state of the bottomhole zone of the well; «0» – unchanged state of the bottomhole zone of the well (zone-homogeneous reservoir).

На месторождении в начальные периоды эксплуатации скважин также проведены высокоинформативные гидродинамические исследования, интерпретация которых с применением метода ДМД показала факт незначительного снижения проницаемости ПЗП только для одной скважины (табл. 5).

На основании полученных исследований можно сделать вывод о целесообразности практического применения рассматриваемых буровых растворов на водной основе при вскрытии коллекторов, пустотное пространство которых не содержит новообразований, представленных глинистым материалом.

#### Заключение

Таким образом, комплексирование результатов гидродинамических исследований скважин и петрографических исследований керна (сканирующая электронная микроскопия и рентгенофлуоресцентный анализ) позволило выделить наиболее вероятную причину снижения проницаемости коллекторов в ПЗП скважин рассматриваемого объекта – взаимодействие воды как дисперсионной среды буровых растворов с глинистым веществом, выделенным в качестве новообразований в пределах пустотного пространства. Как следствие, следует рассмотреть целесообразность применения технологических жидкостей, контактирующих с горной породой другой рецептуры, исключающих набухание глин.

В свою очередь, полученный вывод является результатом, достаточным для принятия практических (технологических) решений, но ставит целый ряд актуальных задач для дальнейших исследований. Так, известно, что механизмы контакта глины с водой различны и зависят, в первую очередь, от осо-



бенностей самих глин. Так, иллитовые (установленные в исследуемых образцах горной породы) и смектитовые глины набухают за счет проникновения воды, каолинитовые – за счет миграции. Натрий-монтмориллонит, который является одним из распространённых типов глин, способен и набухать, и перемещаться, что в значительной мере снижает

проницаемость горной породы. Таким образом, для более детального изучения механизмов набухания глин в конкретных геолого-физических условиях целесообразно проведение дополнительных исследований, включающих, помимо описанных, фильтрационные эксперименты с применением образцов технологических жидкостей.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Применение метода рентгеновской томографии для оценки влияния технологических жидкостей на горные породы в процессе бурения и освоения скважин / О.В. Гаршина, Д.А. Казаков, И.Л. Некрасова, П.А. Хвошин, А.А. Предеин, К.П. Казымов, В.М. Жданов, Б.М. Осовецкий, Г.В. Конесев // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 6. – С. 40–45. URL: <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-6-40-44> (дата обращения 01.08.2022).
2. Рогов Е.А. Исследование проницаемости призабойной зоны скважин при воздействии технологическими жидкостями // Записки Горного института. – 2020. – Т. 242. – С. 169–173. URL: <https://doi.org/10.31897/pmi.2020.2.169> (дата обращения 01.08.2022).
3. Production performance of the low-permeability reservoirs: Impact of contamination at the wellbore vicinity / Yancong Jiang, Yongming He, Yisheng Liu, Shuangshuang Sun, Zijia Wang // International Journal of Hydrogen Energy. – 2022. URL: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.05.223> (дата обращения 01.08.2022).
4. Мартюшев Д.А. Лабораторные исследования кислотных составов для обработки коллекторов, характеризующихся различной карбонатностью и структурой пустотного пространства горных пород // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 4. – С. 6–12.
5. Intiaz Ali, Maqsood Ahmad, Tarek Gana. Biopolymeric formulations for filtrate control applications in water-based drilling muds: a review // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2022. – V. 210. – Article 110021. URL: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.110021> (дата обращения 01.08.2022).
6. Nano-silica/polymer composite as filtrate reducer in water-based drilling fluids / Fei Liu, Hailei Yao, Qingxue Liu, Xuewu Wang, Xiaodong Dai, Mengyue Zhou, Ye Wang, Chengxiang Zhang, Daoxu Wang, Yongquan Deng // Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects. – 2021. – V. 627. – Article 127168. URL: <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2021.127168> (дата обращения 01.08.2022).
7. Исследование качества вскрытия продуктивных пластов месторождений Западной Сибири различными типами биополимерных буровых растворов / А.С. Захаров, К.М. Минаев, А.В. Пестерев, А.С. Боев // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – № 5. – С. 23–31. URL: <https://doi.org/10.18799/24131830/2022/5/3692> (дата обращения 01.08.2022).
8. Effect of pH on rheological and filtration properties of water-based drilling fluid based on bentonite / H. Gamal, S. Elkatatny, S. Basfar, A. Al-Majed // Sustainability. – 2019. – V. 11. – Article 6714. URL: <https://doi.org/10.3390/su11236714> (дата обращения 01.08.2022).
9. Minimizing the barite scale in carbonate formations during the filter cake removal process / J. Al Jaber, A. Ahmed, B. Bageri, M. Elsayed, M. Mahmoud, Sh. Patil, K. Al-Garadi, A. Barri // ACS Omega. – 2022. – V. 7. – Iss. 21. – P. 17976–17983. URL: <https://doi.org/10.1021/acsomega.2c01339> (дата обращения 01.08.2022).
10. Influence of an ionic liquid on rheological and filtration properties of water-based drilling fluids at high temperatures / Zhihua Luo, Jingjing Pei, Longxiang Wang, Peizhi Yu, Zhangxin Chen // Applied Clay Science. – 2017. – V. 136. – P. 96–102. URL: <https://doi.org/10.1016/j.clay.2016.11.015> (дата обращения 01.08.2022).
11. Application of new environment friendly natural product in water-based drilling fluid to improve its filtration properties / V. Prakash, N. Sharma, M. Bhattacharya et al. // International Journal of Environmental Science and Technology. – 2021. URL: <https://doi.org/10.1007/s13762-021-03781-6> (дата обращения 01.08.2022).
12. Hany Gamal, Salaheldin Elkatatny, Abdulrauf Adebayo. Influence of mud filtrate on the pore system of different sandstone rocks // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – V. 202. – Article 108595. URL: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108595> (дата обращения 01.08.2022).
13. On the filtrate drilling fluid formation and near well-bore damage along the petroleum well / Hamidreza Ramézáni, Rezki Akkal, Nathalie Cohaut, Mohamed Khodja, Toudert Ahmed-Zaid, Faiza Bergaya // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2015. – V. 135. – P. 299–313. URL: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.09.022> (дата обращения 01.08.2022).
14. Influence of porosity and permeability heterogeneity on liquid invasion in tight gas reservoirs / Xu Yang, Yingfeng Meng, Xiangchao Shi, Gao Li // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2017. – V. 37. – P. 169–177. URL: <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.11.046> (дата обращения 01.08.2022).
15. Effect of exposure time on the compressive strength and formation damage of sandstone while drilling horizontal wells / H. Gamal, S. Elkatatny, A. Adebayo, B. Bageri // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – V. 195. – Article. 107590. URL: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107590> (дата обращения 01.08.2022).
16. The impact of diagenetic fluid-rock reactions on Rotliegend sandstone composition and petrophysical properties (Altmark area, central Germany) / D. Pudlo, V. Reitenbach, D. Albrecht, L. Ganzer, U. Gernert, J. Wienand, B. Kohlhepp, R. Gaupp // Environmental Earth Sciences. – 2012. – V. 67 (2). – P. 369–384. URL: <https://doi.org/10.1007/s12665-012-1723-y> (дата обращения 01.08.2022).
17. Mehdiad A., Pourafshary P., Sedaee B. Visual investigation of simultaneous clay swelling and migration mechanisms and formation damage consequences using micromodels // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2022. – V. 214. – Article 110561. URL: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110561> (дата обращения 01.08.2022).
18. Clay mineral content, type, and their effects on pore throat structure and reservoir properties: insight from the Permian tight sandstones in the Hangjinqi area, north Ordos Basin, China / Ren Wang, Wanzhong Shi, Xiangyang Xie, Wei Zhang, Shuo Qin, Kai Liu, A.B. Busbey // Marine and Petroleum Geology. – 2020. – V. 115. – Article 104281. URL: <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2020.104281> (дата обращения 01.08.2022).
19. The effect of clay-swelling induced cracks on shale permeability during liquid imbibition and diffusion / Mianmo Meng, Hongkui Ge, Yinghao Shen, Longlong Li, Tonghui Tian, Jing Chao // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2020. – V. 83. – Article 103514. URL: <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2020.103514> (дата обращения 01.08.2022).
20. Sharma M.M., Wunderlich R.W. The alteration of rock properties due to interactions with drilling-fluid components // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 1987. – V. 1. – Iss. 2. – P. 127–143. URL: [https://doi.org/10.1016/0920-4105\(87\)90004-0](https://doi.org/10.1016/0920-4105(87)90004-0) (дата обращения 01.08.2022).
21. Effect of overbalance pressure on formation damage / S.Z. Jilani, H. Menouara, A. Al-Majed, M.A. Khan // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2002. – V. 36. – Iss. 1–2. – P. 97–109. URL: [https://doi.org/10.1016/S0920-4105\(02\)00268-1](https://doi.org/10.1016/S0920-4105(02)00268-1) (дата обращения 01.08.2022).
22. A new assessment of perforation skin factor for vertical perforated wells in near-wellbore region / E.E.R. Abobaker, A. Elsanooze, F. Khan et al. // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2022. – V. 12. – P. 117–133. URL: <https://doi.org/10.1007/s13202-021-01326-8> (дата обращения 01.08.2022).



23. Permeability decline in fractured porous media during mineral scaling: a detailed modeling study / E. Jafari Dastgerdi, M. Fazaelizadeh, D. Zivar et al. // *Natural Resources Research*. – 2022. – V. 31. – P. 601–617. URL: <https://doi.org/10.1007/s11053-021-09992-5> (дата обращения 01.08.2022).
24. Environmentally benign invert emulsion mud with optimized performance for shale drilling / Roshan Tiwari, Saket Kumar, Maen M. Husein, Pranali M. Rane, Nitesh Kumar // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2020. – V. 186. – Article 106791. URL: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106791> (дата обращения 01.08.2022).
25. Insight into particle detachment in clogging of porous media; a pore scale study using lattice Boltzmann method / Amin Parvan, Saeed Jafari, Mohammad Rahnema, Saeid Norouzi-Apourvari, Amir Raof // *Advances in Water Resources*. – 2021. – V. 151. – Article 103888. URL: <https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2021.103888> (дата обращения 01.08.2022).
26. Shugang Yang, Qingchun Yu. The role of fluid-rock interactions in permeability behavior of shale with different pore fluids // *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*. – 2022. – V. 150. – Article 105023. URL: <https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2021.105023> (дата обращения 01.08.2022).
27. Мартюшев Д.А. Оценка влияния напряженного состояния горных пород на проницаемость карбонатных коллекторов // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2020. – Т. 331. – № 8. – С. 24–33. URL: <https://doi.org/10.18799/24131830/2020/8/2765> (дата обращения 01.08.2022).
28. Мартюшев Д.А. Совершенствование геолого-гидродинамической модели карбонатного нефтяного объекта путем учета параметра анизотропии проницаемости // *Записки Горного института*. – 2020. – Т. 243. – С. 313–318. URL: <https://doi.org/10.31897/PMI.2020.3.313> (дата обращения 01.08.2022).
29. Особенности формирования призабойных зон продуктивных пластов на месторождениях с высокой газонасыщенностью пластовой нефти / В.И. Галкин, Д.А. Мартюшев, И.Н. Пономарева, И.А. Черных // *Записки Горного института*. – 2021. – Т. 249. – № 3. – С. 386–392. URL: <https://doi.org/10.31897/PMI.2021.3.7> (дата обращения 01.08.2022).
30. Influence of Fracture Types on Oil Production in Naturally Fractured Reservoirs / Pejic, Milos, Riyaz Kharrat, Ali Kadkhodaie, Siroos Azizmohammadi, and Holger Ott // *Energies*. – 2022. – V. 15. – Article 7321. URL: <https://doi.org/10.3390/en15197321> (дата обращения 01.08.2022).
31. Применение рентгеновской микротомографии керн в нефтепромысловой геологии / А.А. Пономарев, М.Д. Заватский, Т.С. Нуруллина, М.А. Кадыров, К.А. Галинский, О.А. Тугушев // *Георесурсы*. – 2021. – Т. 23. – № 4. – С. 34–43. URL: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.4.4> (дата обращения 01.08.2022).
32. Nanoparticle plugging prediction of shale pores: a numerical and experimental study / Xianyu Yang, Jihua Cai, Guosheng Jiang, Jingyu Xie, Yanping Shi, Shuya Chen, Ye Yue, Lang Yu, Yichao He, Kunzhi Xie // *Energy*. – 2020. – V. 208. – Article 118337. URL: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118337> (дата обращения 01.08.2022).
33. Analysis of mafic rocks microstructure damage and failure process under compression test using quantitative scanning electron microscopy and digital images processing / Ran Tao, Mostafa Sharifzadeh, Yan Zhang, Xia-Ting Feng // *Engineering Fracture Mechanics*. – 2020. – V. 231. – Article 107019. URL: <https://doi.org/10.1016/j.engfracmech.2020.107019> (дата обращения 01.08.2022).
34. Estimation of porosity and facies distribution through seismic inversion in an unconventional tight sandstone reservoir of Hangjinqi area, Ordos basin / U. Ashraf, A. Anees, W. Shi, R. Wang, M. Ali, R. Jiang, H. Vo Thanh, I. Iqbal, X. Zhang, H. Zhang // *Frontiers in Earth Science*. – 2022. – V. 10. – Article 1014052. URL: <https://doi.org/10.3389/feart.2022.1014052> (дата обращения 01.08.2022).

Поступила 10.08.2022 г.

Прошла рецензирование 14.11.2022 г.

#### Информация об авторах

**Черных В.И.**, ведущий инженер отдела геологического сопровождения бурения Управления геолого-технологического моделирования филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми.

**Мартюшев Д.А.**, кандидат технических наук, доцент, доцент кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета.

**Пономарева И.Н.**, доктор технических наук, доцент, доцент кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета.

UDC 622.276

## STUDY OF THE FORMATION OF A WELL BOREHOLE ZONE WHEN OPENING CARBONATE RESERVOIRS TAKING INTO ACCOUNT THEIR MINERAL COMPOSITION

Vasily I. Chernykh<sup>1</sup>,  
Vasily.Chernykh@pnn.lukoil.com

Dmitriy A. Martyushev<sup>2</sup>,  
martyushevdi@inbox.ru

Inna N. Ponomareva<sup>2</sup>,  
permpolitech@gmail.com

<sup>1</sup> Branch of LLC «LUKOIL-Engineering» «PermNIPIneft» in Perm,  
29, Sovetsky Armii street, Perm, 614000, Russia.

<sup>2</sup> Perm National Research Polytechnic University,  
29, Komsomolskiy avenue, Perm, 614990, Russia.

**The relevance** of the research is caused by the significant influence of the permeability of bottomhole zones of productive formations on well productivity. In practice, a decrease in reservoir permeability in bottomhole zones is often caused by the effects accompanying the interaction of the filtrate of process fluids used in the construction and workover of wells. In turn, the study of the features of the interaction of various process fluids and rocks will allow you to effectively plan operations for the construction and repair of wells.

**The main aim** of the research is to study the features of the interaction of process fluids and rocks based on the integrated use of modern laboratory studies of core and field data.

**Object:** bottomhole zones of wells operating a carbonate object of oil field development.

**The methods:** hydrodynamic studies of wells, processed in the KAPPA Workstation software (Saphir module), using the methods of tangential and deterministic pressure moments with an assessment of the state of bottomhole zones; modern methods of laboratory core research, including electron microscopy, X-ray phase analysis, micro-X-ray tomography.

**The results.** When processing the materials of hydrodynamic studies, it was found that the state of the bottomhole zone in 70 % of the wells of the fund is characterized as degraded, and in some wells – to a large extent, which is not typical for carbonate reservoirs. Water-based drilling fluid was used in all wells during formation opening. Studies of core samples from this deposit (at the micro level) made it possible to establish the complex structure of the void space, including the presence of cracks partially healed by clay material. The interaction of clay material with the water base of the drilling fluid is one of the common reasons for the decrease in the permeability of the reservoir in the zone of its contact with the drilling fluid. Similar studies performed in another field with no clay material in the voids demonstrated the effectiveness of the same water-based drilling fluids, which is confirmed by the almost unchanged state of the bottomhole zone after the wells were put into production.

### Key words:

bottomhole zone, drilling fluid, hydrodynamic studies, scanning electron microscopy of core, void space structure, X-ray fluorescence analysis.

### REFERENCES

- Garshina O.V., Kazakov D.A., Nekrasova I.L., Khvoshchin P.A., Predein A.A., Kazymov K.P., Zhdanov V.M., Osovetsky B.M., Konesev G.V. Application of x-ray tomography method for estimation of drilling agents influence on sedimentary rocks in the process of borehole drilling and completion. *Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry*, 2020, vol. 6, pp. 40–44. In Rus. Available at: <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-6-40-44> (accessed: 1 August 2022).
- Rogov E.A. Study of the well near-bottomhole zone permeability during treatment by process fluids. *Journal of Mining Institute*, 2020, vol. 242, pp. 169–173. In Rus. Available at: <https://doi.org/10.31897/jmi.2020.2.169> (accessed: 1 August 2022).
- Yancong Jiang, Yongming He, Yisheng Liu, Shuangshuang Sun, Zijia Wang. Production performance of the low-permeability reservoirs: Impact of contamination at the wellbore vicinity. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2022. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.05.223> (accessed: 1 August 2022).
- Martyushev, D.A. Laboratory studies of acid compositions for treating reservoir, characterized by various carbonate content and void structure of rocks. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, Geo Assets Engineering*, 2018, vol. 329, Iss. 4, pp. 6–12. In Rus. (accessed: 1 August 2022).
- Imtiaz Ali, Maqsood Ahmad, Tarek Gana. Biopolymeric formulations for filtrate control applications in water-based drilling muds: a review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, vol. 210, Article 110021. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.110021>
- Fei Liu, Hailei Yao, Qingxue Liu, Xuewu Wang, Xiaodong Dai, Mengyue Zhou, Ye Wang, Chengxiang Zhang, Daoxu Wang, Yongquan Deng. Nano-silica/polymer composite as filtrate reducer in water-based drilling fluids. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 2021, vol. 627, Article 127168. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2021.127168> (accessed: 1 August 2022).
- Zakharov A.S., Minaev K.M., Pesterev A.V., Boev A.S. Influence of the composition of biopolymer drilling fluids on the quality of exposure of productive layers of the western Siberia. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2022, vol. 333, no. 5, pp. 23–31. In Rus. Available at: <https://doi.org/10.18799/24131830/2022/5/3692> (accessed: 1 August 2022).
- Gamal H., Elkatatny S., Basfar S., Al-Majed A. Effect of pH on rheological and filtration properties of water-based drilling fluid based on bentonite. *Sustainability*, 2019, vol. 11, Article 6714. Available at: <https://doi.org/10.3390/su11236714> (accessed: 1 August 2022).
- Al Jaberi J., Ahmed A., Bageri B., Elsayed M., Mahmoud M., Patil Sh., Al-Garadi K., Barri A. Minimizing the barite scale in carbonate formations during the filter cake removal process. *ACS Omega*, 2022, vol. 7, no. 21, pp. 17976–17983. Available at: <https://doi.org/10.1021/acsomega.2c01339> (accessed: 1 August 2022).
- Zhihua Luo, Jingjing Pei, Longxiang Wang, Peizhi Yu, Zhangxin Chen. Influence of an ionic liquid on rheological and filtration



- properties of water-based drilling fluids at high temperatures. *Applied Clay Science*, 2017, vol. 136, pp. 96–102. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.clay.2016.11.015> (accessed: 1 August 2022).
11. Prakash V., Sharma N., Bhattacharya M. Application of new environment friendly natural product in water-based drilling fluid to improve its filtration properties. *International Journal of Environmental Science and Technology*, 2021. Available at: <https://doi.org/10.1007/s13762-021-03781-6> (accessed: 1 August 2022).
  12. Hany Gamal, Salaheldin Elkattanya, Abdulrauf Adebayo. Influence of mud filtrate on the pore system of different sandstone rocks. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, vol. 202, Article 108595. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108595> (accessed: 1 August 2022).
  13. Hamidreza Ramézani, Rezki Akkal, Nathalie Cohaut, Mohamed Khodja, Toudert Ahmed-Zaid, Faiza Bergaya. On the filtrate drilling fluid formation and near well-bore damage along the petroleum well. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2015, vol. 135, pp. 299–313. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.09.022> (accessed: 1 August 2022).
  14. Xu Yang, Yingfeng Meng, Xiangchao Shi, Gao Li. Influence of porosity and permeability heterogeneity on liquid invasion in tight gas reservoirs. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2017, vol. 37, pp. 169–177. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.11.046> (accessed: 1 August 2022).
  15. Gamal H., Elkattany S., Adebayo A., Bageri B. Effect of exposure time on the compressive strength and formation damage of sandstone while drilling horizontal wells. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, vol. 195, Article. 107590. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107590> (accessed: 1 August 2022).
  16. Pudlo D., Reitenbach V., Albrecht D., Ganzer L., Gernert U., Wienand J., Kohlhepp B., Gaupp R. The impact of diagenetic fluid-rock reactions on Rotliegend sandstone composition and petrophysical properties (Altmark area, central Germany). *Environmental Earth Sciences*, 2012, vol. 67 (2), pp. 369–384. Available at: <https://doi.org/10.1007/s12665-012-1723-y> (accessed: 1 August 2022).
  17. Mehdizad A., Pourafshary P., Sedaee B. Visual investigation of simultaneous clay swelling and migration mechanisms and formation damage consequences using micromodels. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, vol. 214, Article 110561. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110561> (accessed: 1 August 2022).
  18. Ren Wang, Wanzhong Shi, Xiangyang Xie, Wei Zhang, Shuo Qin, Kai Liu, Busbey A.B. Clay mineral content, type, and their effects on pore throat structure and reservoir properties: insight from the Permian tight sandstones in the Hangjinqi area, north Ordos Basin, China. *Marine and Petroleum Geology*, 2020, vol. 115, Article 104281. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2020.104281> (accessed: 1 August 2022).
  19. Mianmo Meng, Hongkui Ge, Yinghao Shen, Longlong Li, Tonghui Tian, Jing Chao. The effect of clay-swelling induced cracks on shale permeability during liquid imbibition and diffusion. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2020, vol. 83, Article 103514. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2020.103514> (accessed: 1 August 2022).
  20. Sharma M.M., Wunderlich R.W. The alteration of rock properties due to interactions with drilling-fluid components. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 1987, vol. 1, no. 2, pp. 127–143. Available at: [https://doi.org/10.1016/0920-4105\(87\)90004-0](https://doi.org/10.1016/0920-4105(87)90004-0) (accessed: 1 August 2022).
  21. Jilani S.Z., Menouara H., Al-Majed A., Khan M.A. Effect of overbalance pressure on formation damage. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2002, vol. 36, Iss. 1–2, pp. 97–109. Available at: [https://doi.org/10.1016/S0920-4105\(02\)00268-1](https://doi.org/10.1016/S0920-4105(02)00268-1) (accessed: 1 August 2022).
  22. Abobaker E.E.R., Elsanooe A., Khan F. A new assessment of perforation skin factor for vertical perforated wells in near-wellbore region. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2022, vol. 12, pp. 117–133. Available at: <https://doi.org/10.1007/s13202-021-01326-8> (accessed: 1 August 2022).
  23. Jafari Dastgerdi E., Fazaelizadeh M., Zivar D. Permeability decline in fractured porous media during mineral scaling: a detailed modeling study. *Natural Resources Research*, 2022, vol. 31, pp. 601–617. Available at: <https://doi.org/10.1007/s11053-021-09992-5> (accessed: 1 August 2022).
  24. Roshan Tiwari, Saket Kumar, Maen M. Husein, Pranali M. Rane, Nitesh Kumar. Environmentally benign invert emulsion mud with optimized performance for shale drilling. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, vol. 186, Article 106791. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106791> (accessed: 1 August 2022).
  25. Amin Parvan, Saeed Jafari, Mohammad Rahnama, Saeid Norouzi-Apourvari, Amir Raouf. Insight into particle detachment in clogging of porous media; a pore scale study using lattice Boltzmann method. *Advances in Water Resources*, 2021, vol. 151, Article 103888. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2021.103888> (accessed: 1 August 2022).
  26. Shugang Yang, Qingchun Yu. The role of fluid-rock interactions in permeability behavior of shale with different pore fluids. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2022, vol. 150, Article 105023. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2021.105023> (accessed: 1 August 2022).
  27. Martyushev, D.A. Rock stress state influence on permeability of carbonate reservoirs. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 331, Iss. 8, pp. 24–33. In Rus. Available at: <https://doi.org/10.18799/24131830/2020/8/2765> (accessed: 1 August 2022).
  28. Martyushev, D.A. Improving the geological and hydrodynamic model a carbonate oil object by taking into account the permeability anisotropy parameter. *Journal of Mining Institute*, 2020, vol. 243, pp. 313–318. In Rus. Available at: <https://doi.org/10.31897/PMI.2020.3.313> (accessed: 1 August 2022).
  29. Galkin V.I., Martyushev D.A., Ponomareva I.N., Chernykh I.A. Developing features of the near-bottomhole zones in productive formations at fields with high gas saturation of formation oil. *Journal of Mining Institute*, 2021, vol. 249, no. 3 pp. 386–392. In Rus. Available at: <https://doi.org/10.31897/PMI.2021.3.7> (accessed: 1 August 2022).
  30. Pejic Milos, Riyaz Kharrat, Ali Kadkhodaie, Siroos Azizmohammadi, Holger Ott. Influence of Fracture Types on Oil Production in Naturally Fractured Reservoirs. *Energies*, 2022, vol. 15, Article 7321. URL: <https://doi.org/10.3390/en15197321> (дата обращения 01.08.2022).
  31. Ponomarev A.A., Zavatsky M.D., Nurullina T.S., Kadyrov M.A., Galinsky K.A., Tugushev O.A. Application of core X-ray microtomography in oilfield geology. *Geosursy*, 2021, vol. 23, no. 4, pp. 34–43. In Rus. Available at: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.4.4> (accessed: 1 August 2022).
  32. Xianyu Yang, Jihua Cai, Guosheng Jiang, Jingyu Xie, Yanping Shi, Shuya Chen, Ye Yue, Lang Yu, Yichao He, Kunzhi Xie. Nanoparticle plugging prediction of shale pores: a numerical and experimental study. *Energy*, 2020, vol. 208, Article 118337. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118337> (accessed: 1 August 2022).
  33. Ran Tao, Mostafa Sharifzadeh, Yan Zhang, Xia-Ting Feng. Analysis of mafic rocks microstructure damage and failure process under compression test using quantitative scanning electron microscopy and digital images processing. *Engineering Fracture Mechanics*, 2020, vol. 231, Article 107019. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.engfracmech.2020.107019> (accessed: 1 August 2022).
  34. Ashraf U., Anees A., Shi W., Wang R., Ali M., Jiang R., Vo Thanh H., Iqbal I., Zhang X., Zhang H. Estimation of porosity and facies distribution through seismic inversion in an unconventional tight sandstone reservoir of Hangjinqi area, Ordos basin. *Frontiers in Earth Science*, 2022, vol. 10, Article 1014052. URL: <https://doi.org/10.3389/feart.2022.1014052> (дата обращения 01.08.2022).

Received: 10 August 2022.

Reviewed: 14 November 2022.

#### Information about the authors

**Vasily I. Chernykh**, leading engineer, branch of LLC «LUKOIL-Engineering» «PermNIPIneft» in Perm.

**Dmitriy A. Martyushev**, Cand. Sc., associate professor, Perm National Research Polytechnic University.

**Inna N. Ponomareva**, Cand. Sc., associate professor, Perm National Research Polytechnic University.