

УДК 550.38

Д.А. Мартюшев¹, С.В. Галкин², В.В. Шелепов³

ВЛИЯНИЕ НАПРЯЖЕННОГО СОСТОЯНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД НА МАТРИЧНУЮ И ТРЕЩИННУЮ ПРОНИЦАЕМОСТЬ В УСЛОВИЯХ РАЗЛИЧНЫХ ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫХ ЗОН ТУРНЕ-ФАМЕНСКИХ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ВЕРХНЕГО ПРИКАМЬЯ

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, 614990, Пермский край, г. Пермь, Комсомольский проспект, 29

ФГБОУ ВО «Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова», геологический факультет, 119991, Москва, ГСП-1, Ленинские Горы, 1

Perm National Research Polytechnical University, 614990, Perm Region, Perm, Komsomolskiy avenue, 29

Lomonosov Moscow State University, Faculty of Geology, 119991, Moscow, GSP-1, Leninskiye Gory, 1

В результате серии экспериментов на керне установлено, что для трещиноватых образцов при увеличении их напряженного состояния (рост эффективного давления) происходит резкое снижение фильтрационно-емкостных свойств. В дальнейшем при снижении (или полном снятии) напряженного состояния фильтрационно-емкостные свойства трещиноватых коллекторов не восстанавливаются. Эксперименты имеют научное и практическое значение для оптимизации технологического режима работы добывающих скважин в трещиноватых турне-фаменских коллекторах.

Ключевые слова: карбонатный коллектор, литолого-фациальные зоны, эффективное давление, проницаемость, трещины, томографические исследования.

A series of core experiments made it possible to establish that for fractured samples with an increase in their stressed state (increase in effective pressure), there is a sharp decrease in reservoir properties. In the future, with a decrease (or complete removal) of the stress state, the filtration-capacity properties of fractured reservoirs are not restored. The experiments have scientific and practical importance in terms of optimizing the technological mode of operation of producing wells in fractured turn-Famennian reservoirs.

Key words: carbonate reservoir, litho-facies zones, effective pressure, permeability, fracture, tomographic studies.

Введение. Задача подбора оптимальных систем разработки для залежей углеводородов определяется научной проработкой вопросов, связанных с фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) коллекторов. Недоучет влияния неоднородности ФЕС на строение эксплуатационных объектов нарушает последовательность освоения месторождения, что в итоге снижает эффективность проектирования и коэффициент извлечения нефти [Габдуллин и др., 2018]. Особенно это актуально при геолого-гидродинамическом моделировании залежей в коллекторах, представляющих собой сложнопостроенные и неоднородные геологические тела.

Практическая значимость поставленной задачи применительно к нефтяным месторождениям Пермского края определяется широким распространением трещин в карбонатных коллекторах и влиянием трещиноватости пород на процес-

сы фильтрации нефти в пласте. На территории Верхнего Прикамья большинство карбонатных залежей турне-фаменского возраста характеризуется повышенной по сравнению с терригенными пластами естественной трещиноватостью, преимущественно они относятся к трещинно-поровому типу строения коллектора. На таких нефтяных залежах наблюдается дискретность свойств двух видов пустотности. Матричная пустотность характеризуется мелкими порами со значительной вмещающей способностью, трещинная — низкими емкостными и высокими фильтрационными свойствами. Соответственно, при оценке проницаемости коллекторов трещинно-порового типа необходимо детально изучать как ее матричную, так и трещинную составляющие.

В рамках статьи рассмотрено влияние изменения напряженного состояния горных пород на пористость (K_p) и проницаемость (k) образцов

¹ Пермский национальный исследовательский политехнический университет, горно-нефтяной факультет, кафедра нефтегазовых технологий, доцент, канд. техн. н.; e-mail: martuyushevd@inbox.ru

² Пермский национальный исследовательский политехнический университет, горно-нефтяной факультет, декан, профессор, докт. геол.-минер. н.; e-mail: doc_galkin@mail.ru

³ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра теоретических основ разработки месторождений нефти и газа, заведующий кафедрой, профессор, докт. геол.-минер. н.; e-mail: shelerov_s@mail.ru

керна в разных литолого-фациальных зонах турне-фаменских карбонатных отложений. Были проведены лабораторные эксперименты с привлечением исследований методом рентгеновской томографии керна. Оценка степени влияния типа пустотности на динамику изменений K_p и k горных пород при разных значениях пластового давления — актуальная задача не только в нефтегазовой сфере, но и в смежных отраслях, например при мониторинге подземных выходов газов и безопасном бурении скважин.

Условия формирования и особенности геологического строения карбонатных турне-фаменских залежей Верхнего Прикамья. К настоящему времени на территории Пермского Прикамья промышленная нефтегазоносность установлена на 14 турне-фаменских эксплуатационных объектах. Основные геолого-физические характеристики продуктивных пластов турне-фаменских залежей представлены в таблице.

Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов месторождений Верхнего Прикамья

Параметры	Диапазон изменения
Средняя глубина залегания, м	1990–2270
Начальная пластовая температура, °С	30–39
Начальное пластовое давление, МПа	18,2–23,0
Давление насыщения нефти газом, МПа	11,0–16,2
Газосодержание пластовой нефти, м ³ /т	93,8–291,6
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0,97–1,76
Средняя пористость, %	10,4–13,0
Средняя проницаемость по керну, мД	14,0–55,0
Средняя проницаемость по ГДИ, мД	28,6–95,8

Турне-фаменские карбонатные отложения месторождений Верхнего Прикамья характеризуются сложным геологическим строением. Выделяются литолого-фациальные зоны с разными ФЕС, обусловленными геологическими условиями осадконакопления.

Типичной можно считать геологическую модель формирования турне-фаменских залежей с последовательной сменой следующих литолого-фациальных обстановок осадконакопления: склон рифа, нижний и верхний тыловой шлейф, биогермное ядро. Наибольшим емкостным пространством характеризуются отложения верхнего тылового шлейфа, относящиеся к центральной межрифовой части залежей. Фации нижнего тылового шлейфа, биогермного ядра и склона рифа приурочены к более низкорельефным участкам геологического разреза. При седиментации в них сносилось большее количество микритового материала, что снижало их емкостные характеристики. На ряде залежей в отдельную литолого-фациальную зону также дополнительно выделяются рифогенные образования, которые обычно характеризуются низкими ФЕС. Сложное строение резервуара, об-

условленное условиями седиментации, привело к чередованию в разрезе и на площади коллекторов разной емкости для каждого стратиграфического диапазона.

Все генетические признаки (состав карбонатных компонентов, сильная эпигенетическая цементация цементом 1-й генерации) свидетельствуют о медленном накоплении осадков и длительном их пребывании на стадии диагенеза, что привело к фактически полному залечиванию пустотного пространства уже на стадии диагенеза. Поэтому известняки процессам выщелачивания для территории исследования практически не подвержены.

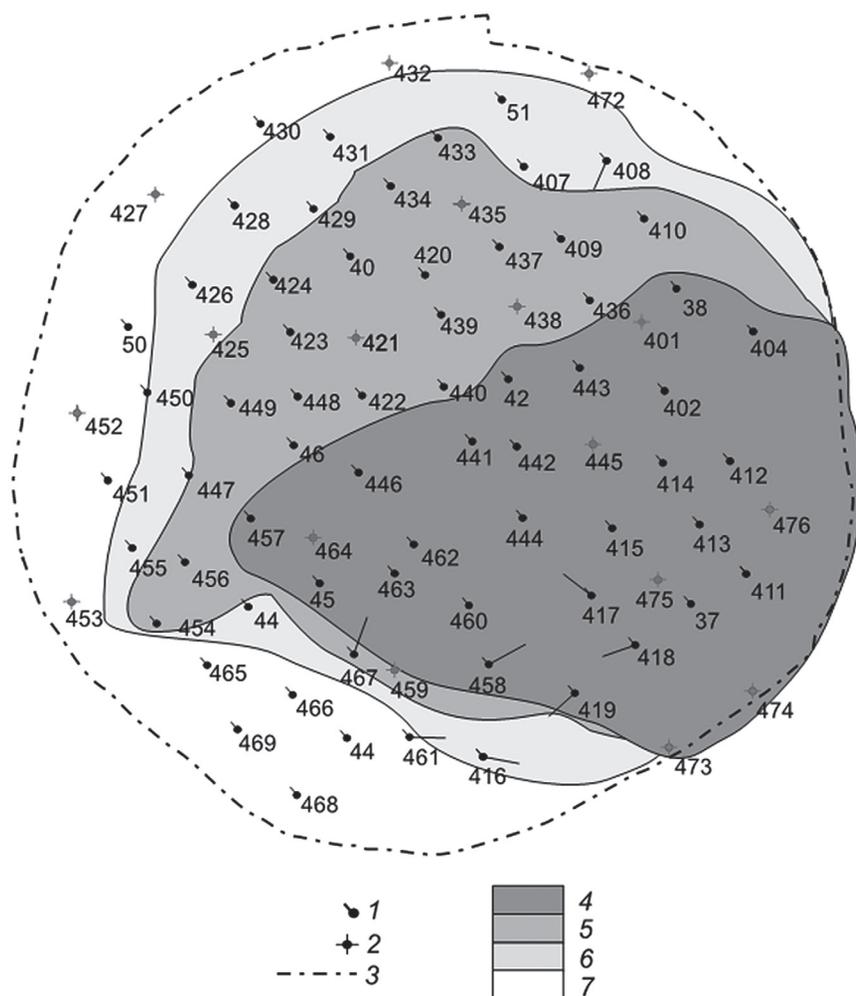
На рис. 1 приведен пример распространения литолого-фациальных зон турне-фаменских отложений для Озерного нефтяного месторождения. Для этой залежи коллекторы в зоне верхнего тылового шлейфа характеризуются развитием как матричной, так и трещинной пустотности и в целом лучшими ФЕС. Участки залежи, приуроченные к остальным литолого-фациальным зонам, представлены менее пористыми и проницаемыми породами [Слизовский и др., 2004; Путилов, 2014].

Анализ влияния напряженного состояния коллекторов на динамику изменения их фильтрационно-емкостных свойств. В пластовых условиях маловероятно существование выдержанных зияющих трещин в карбонатных породах даже при условии сложного напряженного состояния пород. Полному смыканию трещин должны препятствовать выступы, включения обломков породы и другие неровности поверхности. Эти неровности уменьшают полезную емкость трещин, но обеспечивают сохранение раскрытости и развитие свободного пустотного пространства. Соответственно, упругие свойства карбонатных горных пород сильно зависят от типа пустотности (матричной, трещинной или совместной) [Sviridov и др., 2017; Шешенин и др., 2015].

В ряде работ [Абасов и др., 2006; Shapiro и др., 2015; Shapiro, 2017] для оценки влияния особенностей пустотности на ФЕС коллекторов проведены исследования на керновых моделях, основанные на изучении динамики K_p и k пород в разных условиях их напряженного состояния. На основе такого подхода на образцах керна из различных литолого-фациальных зон исследованы изменения их емкостных свойств и проницаемости в зависимости от динамики эффективного давления. В экспериментах использовали образцы керна с k до 350 мД, при этом литологическую неоднородность образцов изучали с помощью метода рентгеновской томографии [Ефимов и др., 2016].

Образцы керна из зон нижнего тылового шлейфа, биогермного ядра и рифового склона представлены в основном известняками комковато-детритовыми, пористыми; емкостное пространство коллекторов связано с вторичной пористо-

Рис. 1. Литолого-фациальная схема карбонатных отложений Озерного месторождения: 1 — добывающая скважина; 2 — нагнетательная скважина, 3 — внешний контур нефтеносности, 4 — нижний тыловой шлейф, 5 — верхний тыловой шлейф, 6 — биогермное ядро, 7 — склон рифа



стью, обусловленной процессами выщелачивания. Фото образца керна такого типа с равномерным распределением пустот в образце представлено на рис. 2. Гистограмма распределения пор для образца № 1, построенная по результатам томографических исследований, показана на рис. 3.

Образцы керна из зоны верхнего тылового шлейфа сложены в основном известняками с редким детритом, неравномерно пористыми, с кавернами, часто соединяющимися неравномерно расположенными трещинами (рис. 4, 5). Крепость

образцов керна в ряде случаев ослаблена трещинами, по которым происходит раскол.

При оценке влияния напряженного состояния на ФЭС горных пород использовали установку УИК-5ВГ; исследовано 32 образца керна из зоны верхнего тылового шлейфа, а из зон нижнего тылового шлейфа, биогермного ядра и рифового склона — 45 образцов. В кернодержателе установки создавались условия одновременного воздействия внутривещного давления ($P_{пор}$) и давления обжима ($P_{обж}$) на образцы. В экспериментах нагрузка

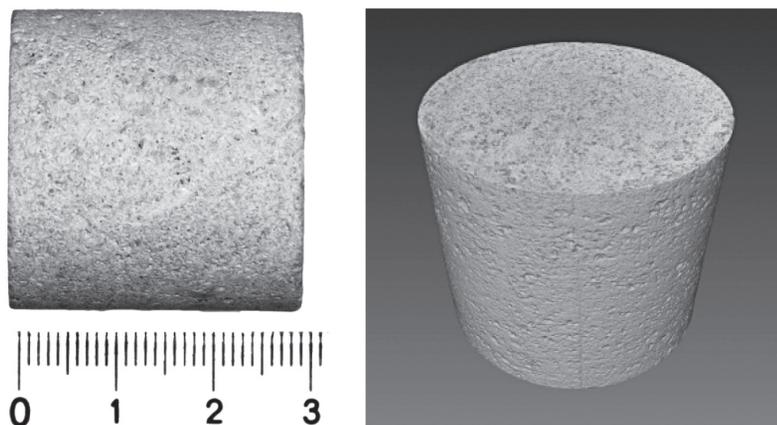


Рис. 2. Общий вид и 3D модель образца керна № 1

Рис. 3. Гистограмма диаметров пор образца керна № 1, полученная по результатам томографических исследований

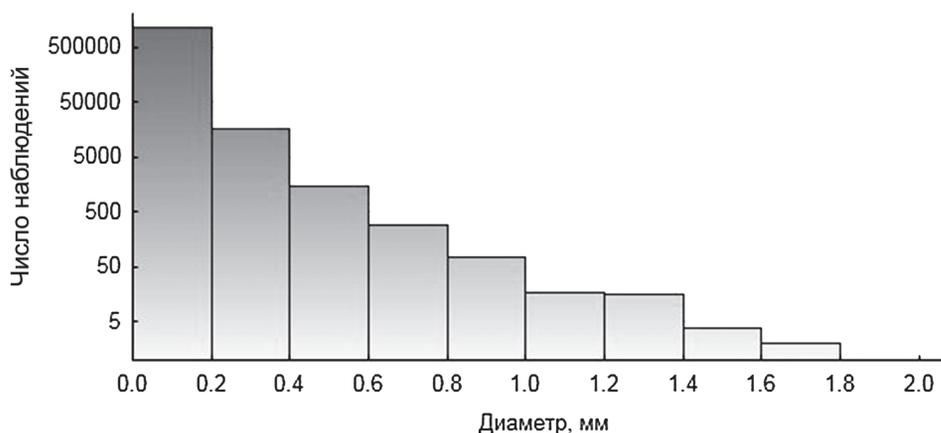


Рис. 4. Общий вид и 3D модель образца керна № 2

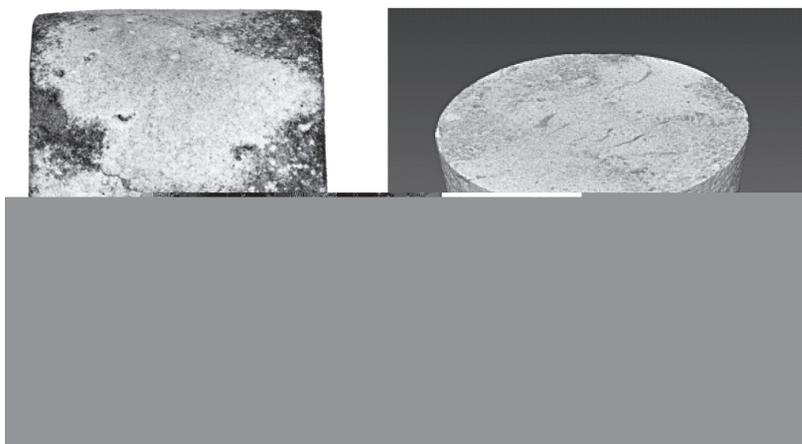


Рис. 5. Гистограмма диаметров пор образца керна № 2, полученная по результатам томографических исследований



на образец обеспечивалась до необходимого эффективного давления путем создания депрессии давления: $P_{эф} = P_{обж} - P_{пор}$. Например, величина $P_{эф}$, равная 2,5 МПа, достигалась при $P_{пор}=20$ МПа и $P_{обж}=22,5$ МПа.

На рис. 6 и 7 приведены примеры влияния напряженного состояния образцов на величины k и $K_{п}$ отдельно для образцов керна порового и трещинного типа. Для образца № 1 порового типа даже при $P_{эф}=35$ МПа снижение значений $K_{п}$ и k минимально и не превышает 2% от их началь-

ных значений. В целом для 93% исследованных образцов, отобранных из зон нижнего тылового шлейфа, биогермного ядра и рифового склона, характерна стабильность величин $K_{п}$ и k при росте $P_{эф}$ (в 42 случаях из 45).

Для трещиноватого образца № 2, напротив, при создании нагрузки уже в диапазоне до 5 МПа установлено резкое снижение $K_{п}$ и k ; относительное снижение ФЕС при этом составляет 90%. Такая тенденция зависимости $K_{п}$ и k от напряженного состояния характерна для большинства ис-

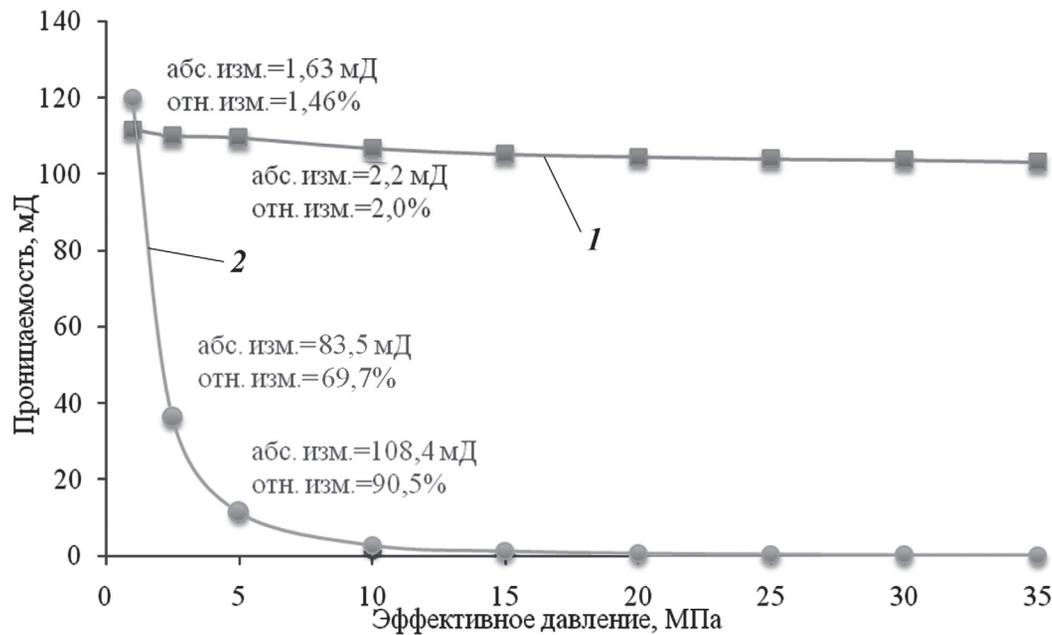


Рис. 6. Изменение проницаемости от эффективного давления для образца № 1 без трещины (1) и образца № 2 с трещиной (2)

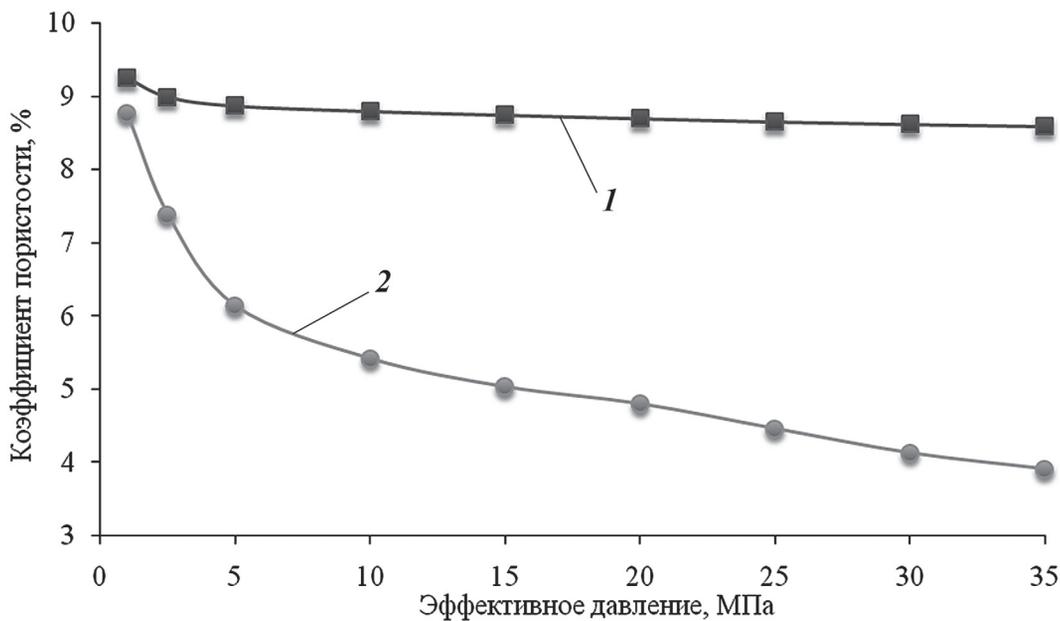


Рис. 7. Изменение коэффициента пористости от эффективного давления для образца № 1 без трещины (1) и образца № 2 с трещиной (2)

следованных образцов из зоны верхнего тылового шлейфа (84%, в 27 случаев из 32), которая, как показано выше, обычно представлена коллекторами трещинно-порового типа.

В ряде экспериментов исследования динамики K_p и k от величин созданного эффективного давления осуществлены первоначально с ростом нагрузки на образец керна (от 0 до 30 МПа), а затем с последовательным ее уменьшением до $P_{эф}=0$. Результаты экспериментов отдельно для трещиноватых и нет образцов представлены на рис. 8 и 9.

Для образца № 4 керн без трещин, относящегося к зоне верхнего тылового шлейфа, эксперименты показали практически полное восстановление ФЕС после снижения нагрузки.

Принципиально иная ситуация установлена для образца № 3, емкостное пространство которого по данным томографических исследований выполнено вторичными пустотами, преимущественно трещинами и мелкими порами, связанными с выщелачиваем детрита и оолитами. В этом случае после роста $P_{эф}$ от 0 до 30 МПа и последующего его снижения вследствие смыкания трещин ФЕС в полной мере не восстанавливаются. Для образца № 3 снижение значений k составило 58% (171 мД до нагрузки и 71 мД после ее полного снятия) (рис. 8), для этого образца наблюдалось и некоторое снижение K_p (с 13,6 до 13,1) (рис. 9).

По результатам опытов также установлено, что при создании нагрузки, равной 4 МПа, относительное изменение k для образца № 3 с трещиной

Рис. 8. Изменение проницаемости от эффективного давления (нагрузка/разгрузка) для образца № 3 с трещиной (1, 2) и образца № 4 без трещины (3, 4)

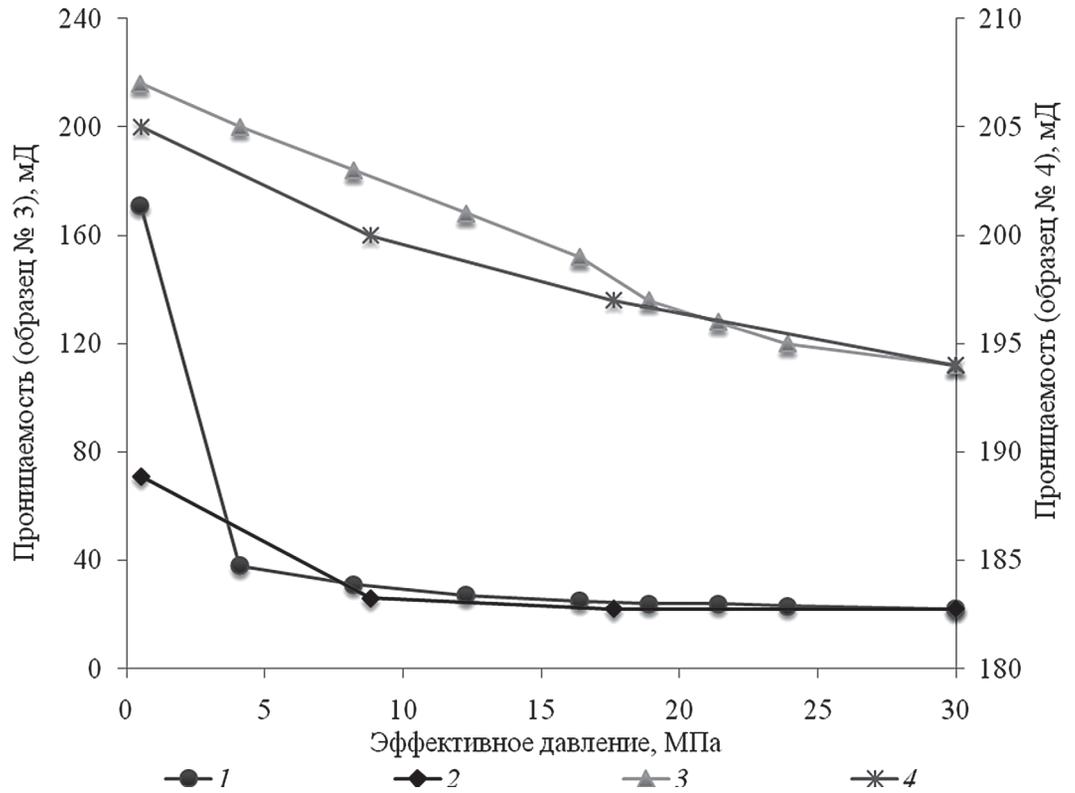
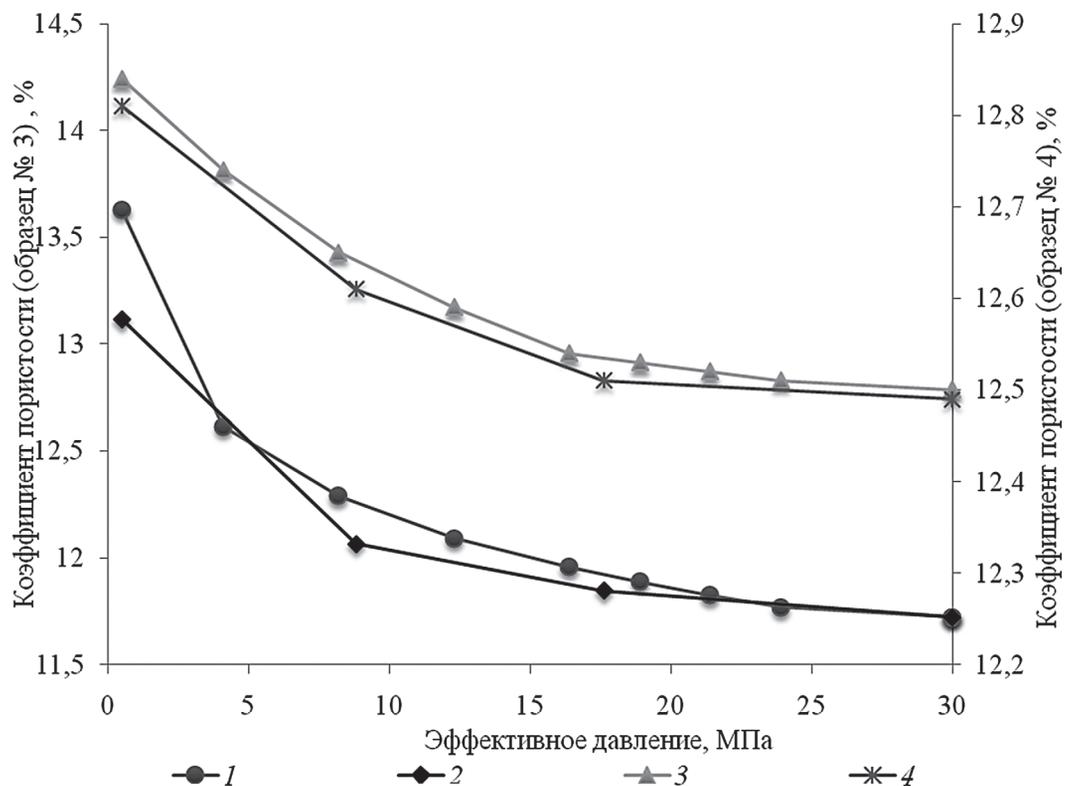


Рис. 9. Изменение коэффициента пористости от эффективного давления (нагрузка/разгрузка) для образца № 1 с трещиной (1, 2) и образца № 2 без трещины (1, 2)



составляет 78% (38 мД против $k=171$ мД), тогда как для образца № 4 с поровым типом пустотности при $P_{эф}=4$ МПа проницаемость снижается менее чем на 1% (205 мД против $k=207$ мД). Очевидно, что резкое ухудшение ФЕС трещиноватых коллекторов при нагрузке и их частичное восстановление после ее снятия является следствием смыкания трещин при увеличении $P_{эф}$.

Согласно представлениям [Кашников и др., 2013; Зайцев и др., 2017], увеличение забойного давления в трещиноватых коллекторах в целом должно положительно влиять на режимах работы скважин вследствие раскрытия сомкнувшихся ранее трещин. При этом принимается, что при снятии нагрузки (увеличение забойного/пластового давления) деформируемые ранее трещины прак-

тически полностью восстанавливают раскрытость. Проанализированная нами серия опытов позволила установить, что в карбонатных турне-фаменских коллекторах (проницаемость до 350 мД), характеризующихся трещиноватостью, при снижении нагрузки проницаемость коллектора в полной мере не восстанавливается. Соответственно, на участках развития трещиноватых коллекторов с самого начала эксплуатации скважин предпочтительно ограничивать снижение забойного давления.

Перспективные методы оценки трещиноватости турне-фаменских залежей Пермского Прикамья. Очевидно, что для оптимизации разработки нефтяных залежей с потенциальной трещиноватостью первоначально необходимо оконтуривать зоны (объемы) залегания коллекторов преимущественно порового и трещинного типа. Для территории исследования хорошо зарекомендовал себя метод оценки трещиноватости путем гидродинамических исследований скважин (ГДИ). Важное преимущество ГДИ над керновыми исследованиями — возможность оценки ФЕС не только в начальный период бурения скважины, но и в процессе ее эксплуатации. При интерпретации данных ГДИ эффективен подход оценки трещиноватости на основе модели Уоррена—Рута, при этом по данным ГДИ коллекторов можно оценить трещинную проницаемость, среднюю раскрытость и относительную емкость трещин [Черепанов и др., 2013]. Информация, полученная методом интерполяции, может быть распространена на объем коллекторов залежи, не охваченный ГДИ.

Относительно новым в нашей стране является подход, заключающийся в привлечении данных об упругих свойствах горных пород для оценки их трещиноватости. 3D-сейсмические технологии позволяют оценивать сейсмические атрибуты пород непрерывно во всем объеме залежи. В работе [Путилов и др., 2016] для территории исследования количественно установлена зависимость значений продольной скорости и сейсмических волн от плотности пород. Согласно статистическим расчетам плотные породы более трещиноваты, а в образцах с плотностью $< 2,55 \text{ г/см}^3$ трещины практически отсутствуют. При этом плотные образцы без трещин и каверн описаны собственной статистической зависимостью. Для кавернозных и трещиноватых образцов зависимости похожи, отличаются главным образом величиной свободного члена уравнения [Путилов и др., 2016].

Перспективность исследований прогноза трещиноватости по данным сейсмических атрибутов применительно к турне-фаменским залежам Пермского Прикамья связана с большим объемом высококачественных сейсмических работ методом 3D повышенной плотности на этой территории. Выполненный авторами анализ акустических свойств образцов кернов в зависимости от $P_{эф}$ показал, что для образцов без трещин скорость упругих волн

значительно ниже, чем для трещиноватых: 2000 и 3000 м/с для поперечных волн и 3000 и 6000 м/с для продольных волн соответственно.

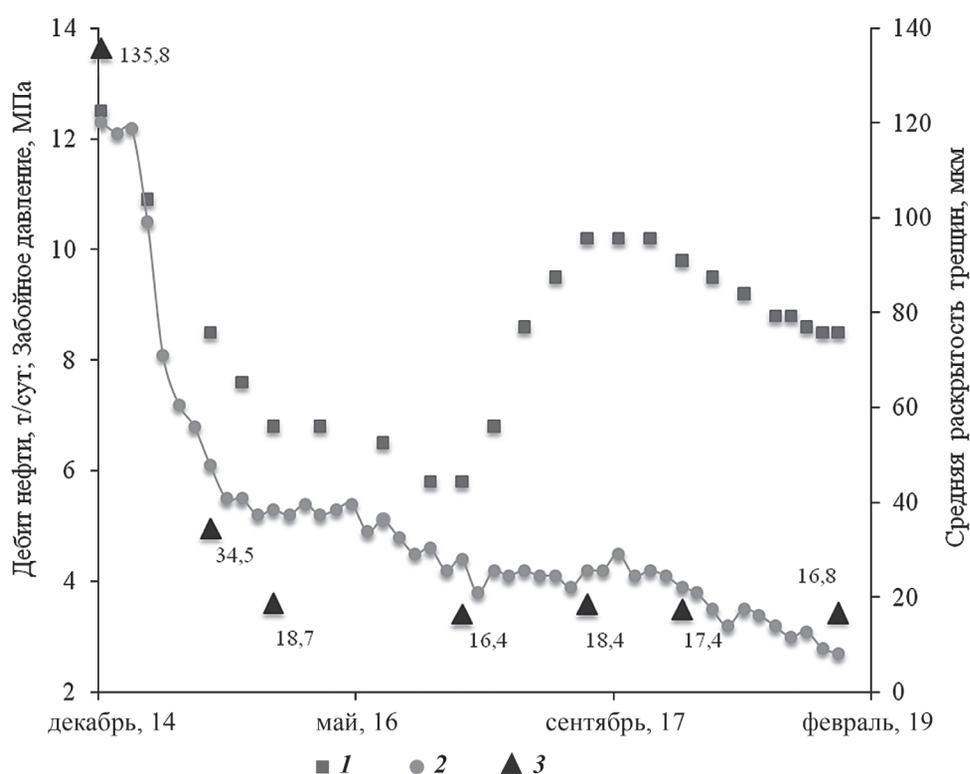
Таким образом, в турне-фаменских отложениях месторождений Верхнего Прикамья для разных типов сейсмических волн существует физический предел значений скорости сейсмических волн, связанный со структурой порового пространства. При этом в перспективе по их значениям будет возможно выделять наиболее плотные части залежи, которые в свою очередь подвержены процессу трещинообразования. Поставленная задача должна решаться на основе комплексного учета данных исследований образцов керна, ГДИ, 3D-сейсморазведки и анализа эксплуатации скважин.

Анализ эксплуатации добывающих скважин в карбонатных турне-фаменских отложениях. Рассмотрим влияние трещиноватости коллекторов на примере динамики добычи нефти из скважины, эксплуатирующей турне-фаменскую залежь Озерного месторождения. По результатам обработки кривой восстановления давления в этой скважине установлена трещиноватость пород со следующей оценкой ее основных параметров: трещинная проницаемость — 296 мД; средняя раскрытость трещин — 135,8 мкм; относительная емкость трещин — 0,19%. Томографические исследования полноразмерного керна, отобранного из работающего интервала, также выявили трещиноватость. Пористость матрицы образца по данным томографии керна не превышает 2–5%, что ниже граничных значений порового коллектора (6%). По данным стандартного комплекса геофизических исследований скважин интервал отнесен к плотным, без подсчета в нем запасов нефти. Этот интервал при литолого-фациальном моделировании отнесен к зоне верхнего тылового шлейфа [Черепанов и др., 2014]. Проанализируем работу этого интервала во времени и в динамике изменения забойного давления в эксплуатирующей его скважине (рис. 10).

В начальный период эксплуатации скважины забойное давление ($P_{заб}$) было снижено на 54% (с 12,5 до 5,8 МПа), что привело к снижению раскрытости трещин на 88% (с 135,8 до 16,4 мкм). Это в свою очередь способствовало снижению производительности скважины на 64% (с 12,3 до 4,4 т/сут). Значительный рост $P_{заб}$ в 2017 г. на 43% (с 5,8 до 10,2 МПа) не привел к увеличению средней раскрытости трещин и, соответственно, к увеличению дебита нефти (снижение с 4,5 до 2,7 т/сут).

Анализ показывает, что представленная на рис. 10 динамика добычи нефти в целом типична для скважин Верхнего Прикамья, эксплуатируемых турне-фаменские коллекторы зоны верхнего тылового шлейфа. Снижение $P_{заб}$ в скважинах в начальный период разработки залежи приводит к деформациям коллектора, а затем к существенному

Рис. 10. Динамика эксплуатации скважины Озерного месторождения, пласт Т-Фм: 1 — забойное давление, МПа; 2 — дебит нефти, т/сут; 3 — средняя раскрытость трещин, мкм



снижению их производительности. Последующее увеличение забойного давления не увеличивает раскрытость трещин, не восстанавливает в полной мере их потенциальную проницаемость, что негативно влияет на производительность скважин и полноту выработки запасов нефти.

Заключение. Для турне-фаменских залежей Верхнего Прикамья в литолого-фациальной зоне верхнего тылового шлейфа широко развиты процессы трещиноватости. Выделение этих зон возможно проводить на основе данных ГДИ с оценкой показателей проницаемости, раскрытости и относительной емкости трещин. При оценке трещиноватости перспективны также геофизические методы, прежде всего 3D-сейсморазведка.

В результате проведения серии керновых экспериментов установлено, что для трещиноватых образцов при увеличении их напряженного состояния (повышение $P_{эф}$) происходит резкое

снижение ФЕС. В дальнейшем при снижении (или полном снятии) напряженного состояния ФЕС трещиноватых коллекторов не восстанавливаются. К схожим выводам приводит анализ работы добывающих скважин. В участках развития процессов трещиноватости для скважин, работавших при низких значениях забойного давления, после восстановлении давления текущая трещинная проницаемость оказывается существенно ниже начальной.

Таким образом, уже в начальный период эксплуатации добывающих скважин в зонах развития трещиноватости крайне важен подбор рациональных значений забойного давления, что необходимо учитывать при проектировании и разработке залежей. Проведенные эксперименты имеют научное и практическое значение для оптимизации технологического режима работы добывающих скважин в трещиноватых турне-фаменских коллекторах.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Абасов М.Т., Иманов А.А., Джалалов Г.И. Деформация глубоководных природных резервуаров залежей нефти и газа при их разработке // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2006. № 3–4. С. 62–64.

Габдуллин Р.Р., Бирюков О.Н., Ахмедов Р.А. Особенности геологического строения и нефтегазоносности викуловской свиты Восточно-Каменного месторождения (Западная Сибирь) // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. 2018. № 2. С. 33–39.

Ефимов А.А., Савицкий Я.В., Галкин С.В., Шапиро С.А. Опыт исследования керна карбонатных отложений методом рентгеновской томографии // Вестн.

Перм. нац. исслед. политехн. ун-та. Сер. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2016. № 18. С. 23–32.

Зайцев В.А., Керимов В.Ю., Рябухина С.Г., Бондарев А.В. Современная геодинамика и ее влияние на вторичные фильтрационные свойства коллекторов северо-восточной части Сахалинского шельфа // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. 2017. № 5. С. 16–23.

Кашиников Ю.А., Ашихмин С.Г., Шустов Д.В. и др. Экспериментально-аналитические исследования изменений трещинной проницаемости вследствие смыкания трещин // Нефтяное хозяйство. 2013. № 4. С. 40–43.

Путилов И.С. Разработка технологий комплексного изучения геологического строения и размещения ме-

сторождений нефти и газа. Пермь: Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2014. 285 с.

Путилов И.С., Ладейщиков С.В. Совершенствование подходов к прогнозу фаций на основе сейсморазведки 3D повышенной плотности // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2016. № 5. С. 4–8.

Слизовский В.А., Спасибко В.Д., Мелкомуков В.В. Геологическая модель турнейско-фаменских отложений со сложным строением полостного пространства // Вестн. Перм. нац. исслед. политехн. ун-та. Сер. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2004. № 4. С. 19–21.

Усов А.Н., Чернов М.С., Соколов В.Н., Вознесенский Е.А. Изменение микростроения глинистых грунтов при деформировании в условиях трехосного сжатия с учетом проявления деформационной неустойчивости // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. 2017. № 6. С. 87–91.

Черепанов С.С., Мартюшев Д.А., Пономарева И.Н. Оценка фильтрационно-емкостных свойств трещиноватых карбонатных коллекторов месторождений Предуральяского краевого прогиба // Нефтяное хозяйство. 2013. № 3. С. 62–65.

Черепанов С.С., Пономарева И.Н., Ерофеев А.А., Галкин С.В. Определение параметров трещиноватости пород на основе комплексного анализа данных изучения керна, гидродинамических и геофизических исследований скважин // Нефтяное хозяйство. 2014. № 2. С. 94–96.

Шешенин С.В., Артамонова Н.Б., Фролова Ю.В., Ладыгин В.М. Определение упругих свойств и тензора передачи порового давления горных пород методом осреднения // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. 2015. № 4. С. 90–97.

Shapiro S.A. Stress impact on elastic anisotropy of triclinic porous and fractured rocks // J. Geophys. Res.: Solid Earth, 2017. Vol. 122. doi: 10.1002/2016JB013378.

Shapiro S.A., Khizhnyak G.P., Plotnikov V.V. et. al. Permeability dependency on stiff and compliant porosities: A model and some experimental examples // J. Geophys. and Engineering. 2015. Vol. 12. Iss. 3. P. 376–385.

Sviridov V.A., Mayr S.I., Shapiro S.A. Elastic properties of two VTI shale samples as a function of uniaxial stress: Experimental results and application of the porosity-deformation approach // Geophysics. 2017. Vol. 82, N 6. 82(6). P. 201–210.

Поступила в редакцию 18.02.2019

Поступила с доработки 20.08.2019

Принята к публикации 27.10.2019