

УДК 622.276

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ НАПРЯЖЕННОГО СОСТОЯНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД НА ПРОНИЦАЕМОСТЬ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Мартюшев Дмитрий Александрович,
martyushevdi@inbox.ru

Пермский национальный исследовательский политехнический университет,
Россия, 614990, г. Пермь, пр. Комсомольский, 29.

Актуальность работы обусловлена тем, что нефтяные месторождения Пермского края определяются широким распространением трещин в карбонатных коллекторах и влиянием трещиноватости пород на процессы фильтрации нефти в пласте. В рамках данной статьи рассмотрено влияние изменения напряженного состояния горных пород (эффективное давление) на пористость и проницаемость образцов керна в различных литолого-фациальных зонах турне-фаменских карбонатных отложений. Турне-фаменские карбонатные отложения месторождений Верхнего Прикамья характеризуются сложным геологическим строением. На данных залежах выделяются литолого-фациальные зоны с различными фильтрационно-емкостными свойствами, обусловленными геологическими условиями осадконакопления.

Цель: оценка динамики трещинной и матричной проницаемости образцов керна карбонатных объектов в зависимости от изменения эффективного давления.

Объект: турне-фаменские карбонатные коллектора Гагаринского и Озерного месторождений.

Методами исследования являлись фильтрационные установки с моделированием пластовых условий УИК-5ВГ и AFS-300; установка микрофокусной рентгеноскопии.

Результаты. Проанализированная в данной работе серия опытов позволила установить, что в карбонатных турне-фаменских коллекторах (проницаемостью 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 их забойного давления. Также установлено, что в турне-фаменских отложениях месторождений Верхнего Прикамья для различных типов сейсмических волн существует физический предел скоростей, связанный со структурой порового пространства. При этом в перспективе по скоростям волн возможно выделять наиболее плотные участки коллектора, которые, в свою очередь, подвержены процессу образования трещин. Поставленная задача должна решаться на основе комплексного учета данных исследований керна, ГДИ, 3D сейсморазведки и анализа эксплуатации скважин.

Ключевые слова:

Раскрытость трещин, проницаемость трещин, проницаемость матрицы, напряженное состояние, продольная скорость, 3D сейсморазведка, забойное давление.

Введение

Задача подбора оптимальных систем разработки и эффективных геолого-технологических мероприятий для сложнопостроенных и неоднородных карбонатных залежей определяется тщательной проработкой вопросов, связанных с определением фильтрационных свойств коллекторов. Недочет влияния неоднородности фильтрационных свойств в значительной степени сказывается на эффективности проектирования, производительность добывающих скважин и, как следствие, на коэффициент извлечения нефти [1–3].

Практическая значимость поставленной задачи применительно к нефтяным месторождениям Пермского края определяется распространением естественных трещин и их влиянием на производительность добывающих скважин и коэффициент извлечения нефти [4]. Для территории Верхнего Прикамья большинство карбонатных залежей турне-фаменского возраста характеризуются повышенной естественной трещиноватостью, преимущественно относясь в части строения коллектора к трещинно-поровому типу. Для таких нефтяных залежей наблюдается дискретность свойств двух видов пустотности [5–8]. Трещины характеризуются высокими фильтрационными свойствами и низкими емкостными, матричная пористость – наоборот. Соответственно при оценке про-

ницаемости коллекторов трещинно-порового типа необходимо детально изучать как ее матричную, так и трещинную составляющие.

В рамках данной статьи рассмотрено влияние изменения напряженного состояния горных пород ($P_{эф}$) на пористость (K_n) и проницаемость (k) образцов керна в различных литолого-фациальных зонах турне-фаменских карбонатных отложений. Поставленная проблема решалась на основе проведения лабораторных экспериментов с привлечением исследований методом рентгеновской томографии керна.

Условия формирования и особенности геологического строения карбонатных турне-фаменских залежей Верхнего Прикамья

Турне-фаменские карбонатные отложения месторождений Верхнего Прикамья характеризуются сложным геологическим строением. На данных залежах выделяются литолого-фациальные зоны с различными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), обусловленными геологическими условиями осадконакопления.

Типичной может рассматриваться геологическая модель формирования турне-фаменских залежей с последовательной сменой следующих литолого-фациальных обстановок осадконакопления: склон

рифа, нижний и верхний тыловый шлейф, биогермное ядро. Наибольшим емкостным пространством характеризуются отложения верхнего тылового шлейфа, относящиеся к центральной межрифтовой 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. Для ряда залежей в отдельную литолого-фациальную зону также дополнительно выделяются рифогенные образования, которые обычно характеризуются низкими ФЕС.

Все генетические признаки (состав карбонатных компонентов, сильная эпигенетическая цементация цементом первой генерации) свидетельствуют о мед-

ленном накоплении осадков и длительном их пребывании на стадии диагенеза, что привело к фактически полному залечиванию пустотного пространства уже на стадии диагенеза. Поэтому процессам выщелачивания для территории исследования известняки практически не подвержены.

На рис. 1 приведен пример распространения литолого-фациальных зон турне-фаменских отложений для Гагаринского и Озерного нефтяных месторождений. Для данных залежей 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 [9, 10].

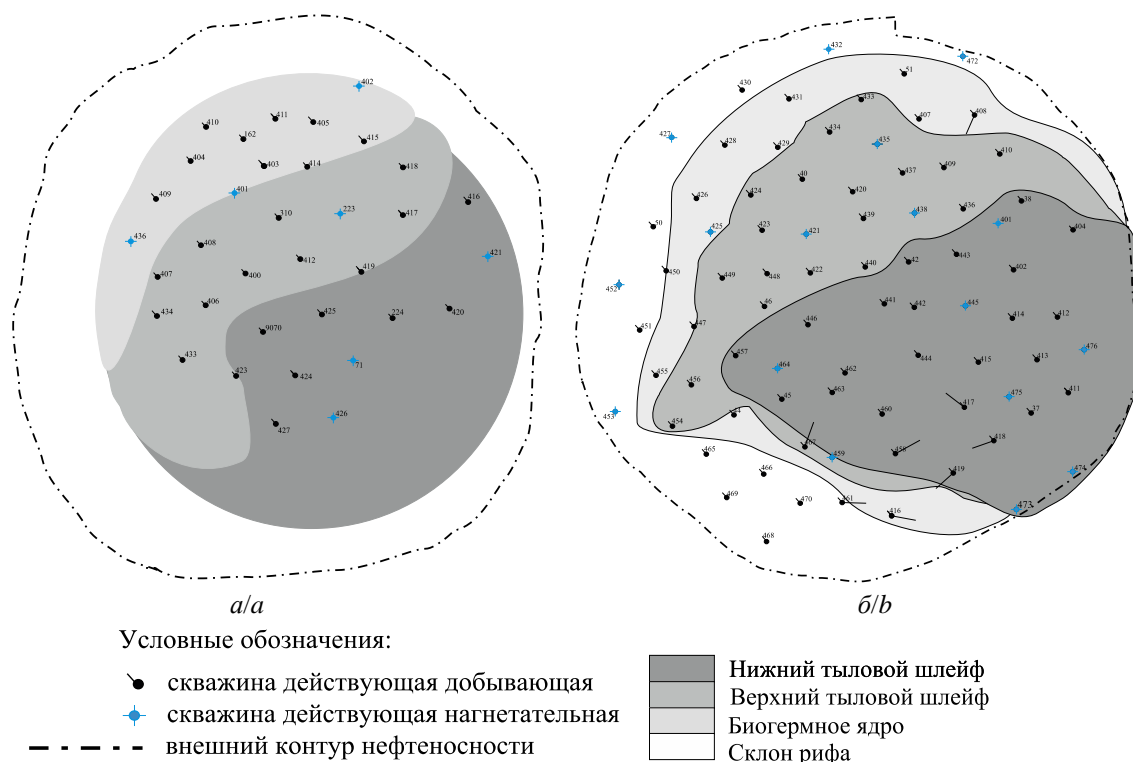


Рис. 1. Литолого-фациальная схема карбонатных отложений: а) Гагаринское месторождение; б) Озерное месторождение

Fig. 1. Lithofacies scheme of carbonate sediments: a) Gaгаринское field; b) Озерное field

Анализ влияния напряженного состояния коллекторов на динамику изменения их фильтрационно-емкостных свойств

В работах [11–15] для оценки влияния характера пустотности на ФЕС коллекторов на керновых моделях проведены исследования, основанные на изучении динамики $K_{п}$ и k пород в условиях их напряженных состояний. На основе такого подхода в данной статье на образцах керна из различных литолого-фациальных зон проведены исследования изменений их емкостных свойств и проницаемости в зависимости от динамики эффективного давления. В экспериментах использовались керны с k до 350 мД, при этом литологическая неоднородность образцов изучалась с помощью метода рентгеновской томографии [16, 17].

Образцы керна из зон биогермного ядра, рифового склона и нижнего тылового шлейфа представлены в основном известняками, комковато-детритовыми, пористыми; емкостное пространство коллекторов связано с вторичной пористостью, обусловленной процессами выщелачивания. Образец керна такого типа с равномерным распределением пустот в образце представлен на рис. 2.

Образцы керна из зоны верхнего тылового шлейфа представлены в основном известняками с редким детритом, неравномерно пористые, с кавернами, часто соединяющимися неравномерно расположенными трещинами (рис. 3). Крепость образцов керна в ряде случаев ослаблена трещинами, по которым происходит раскол.

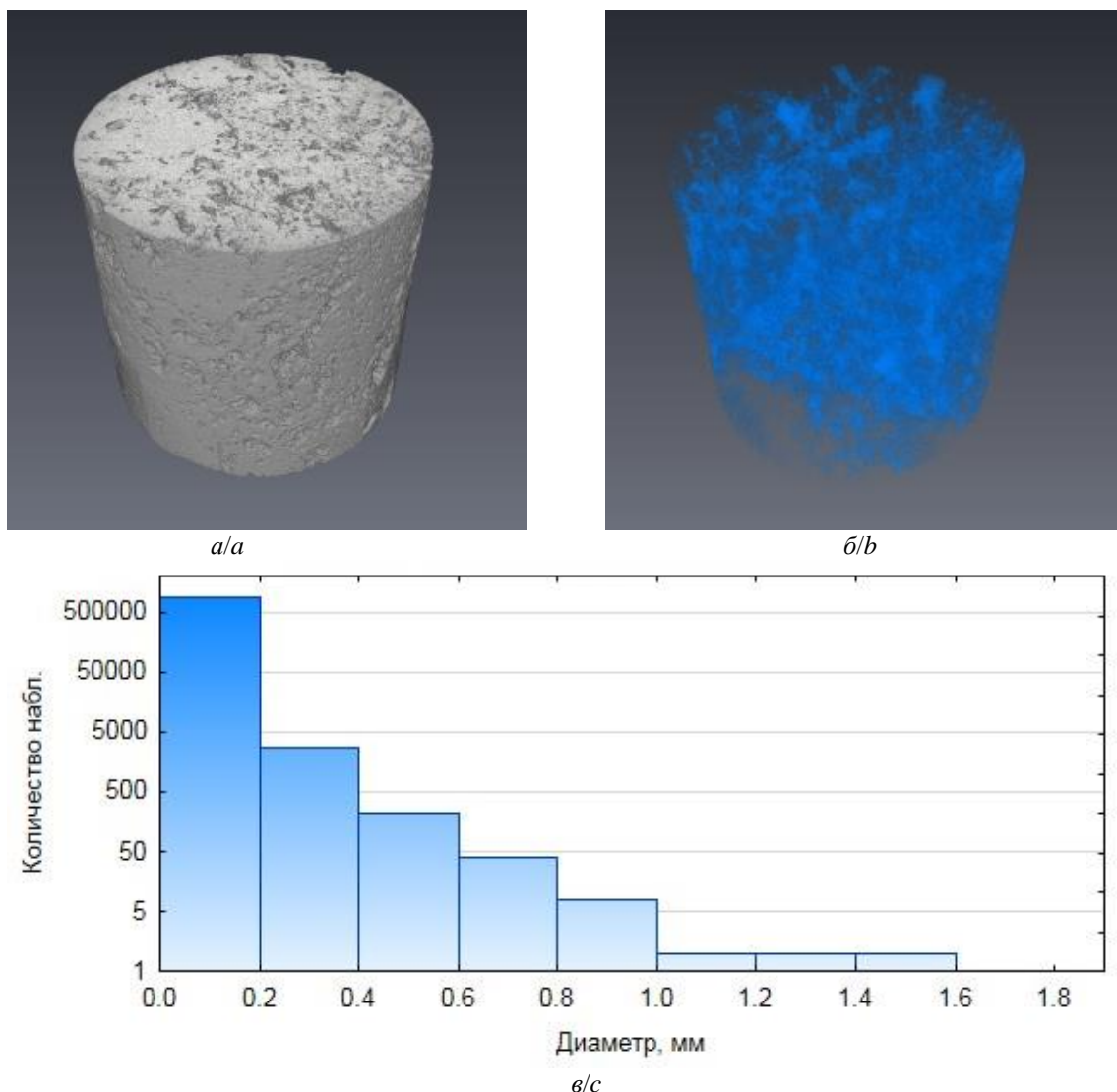


Рис. 2. 3D модель образца ядра № 1 (а); 3D модель структуры емкостного пространства (б); гистограмма диаметров пор образца ядра № 1, полученная по результатам томографических исследований (в)

Fig. 2. 3D model of core sample no. 1 (a); 3D model of the structure of the capillary space (b); histogram of pore diameters of core sample no. 1, obtained from the results of tomographic studies (c)

При оценке влияния напряженного состояния на ФЕС горных пород использовалась установка УИК-5ВГ; исследовались образцы ядра из зоны верхнего тылового шлейфа в количестве 30 шт. и из зон биогермного ядра, рифового склона и нижнего тылового шлейфа – 40 шт. В кернодержателе на образцы создавались условия одновременного воздействия внутрипорового давления ($P_{пор}$) и давления обжима ($P_{обж}$). В экспериментах нагрузка образца обеспечивалась до необходимого эффективного давления путем создания депрессии давлений: $P_{эф} = P_{обж} - P_{пор}$. Например, величина $P_{эф} = 5$ МПа достигалась при $P_{пор} = 20$ МПа и $P_{обж} = 25$ МПа.

На рис. 4 приведен пример влияния напряженного состояния образцов на величины k отдельно для образцов ядра порового и трещинного типа. Для образца № 1 порового типа даже при $P_{эф} = 35$ МПа снижение значения k минимально и не превышает 3 % от начального значения. В целом для 93 % исследован-

ных образцов, отобранных из зон биогермного ядра, рифового склона и нижнего тылового шлейфа, характерна стабильность величин $K_{п}$ и k при росте $P_{эф}$ (в 37 случаях из 40). 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 поведения $K_{п}$ и k от напряженного состояния характерна для большинства исследованных образцов зоны верхнего тылового шлейфа (в 25 случаях из 30 – 84 %), которая, как было показано выше, обычно представлена коллекторами трещинно-порового типа.

В ряде экспериментов динамика $K_{п}$ и k от созданного эффективного давления исследована первоначально с ростом нагрузки на образец ядра (от 0 до 35 МПа), а затем с последовательным ее уменьшением до $P_{эф} = 0$. Результаты экспериментов отдельно для образцов с трещиной и без представлены на рис. 4.

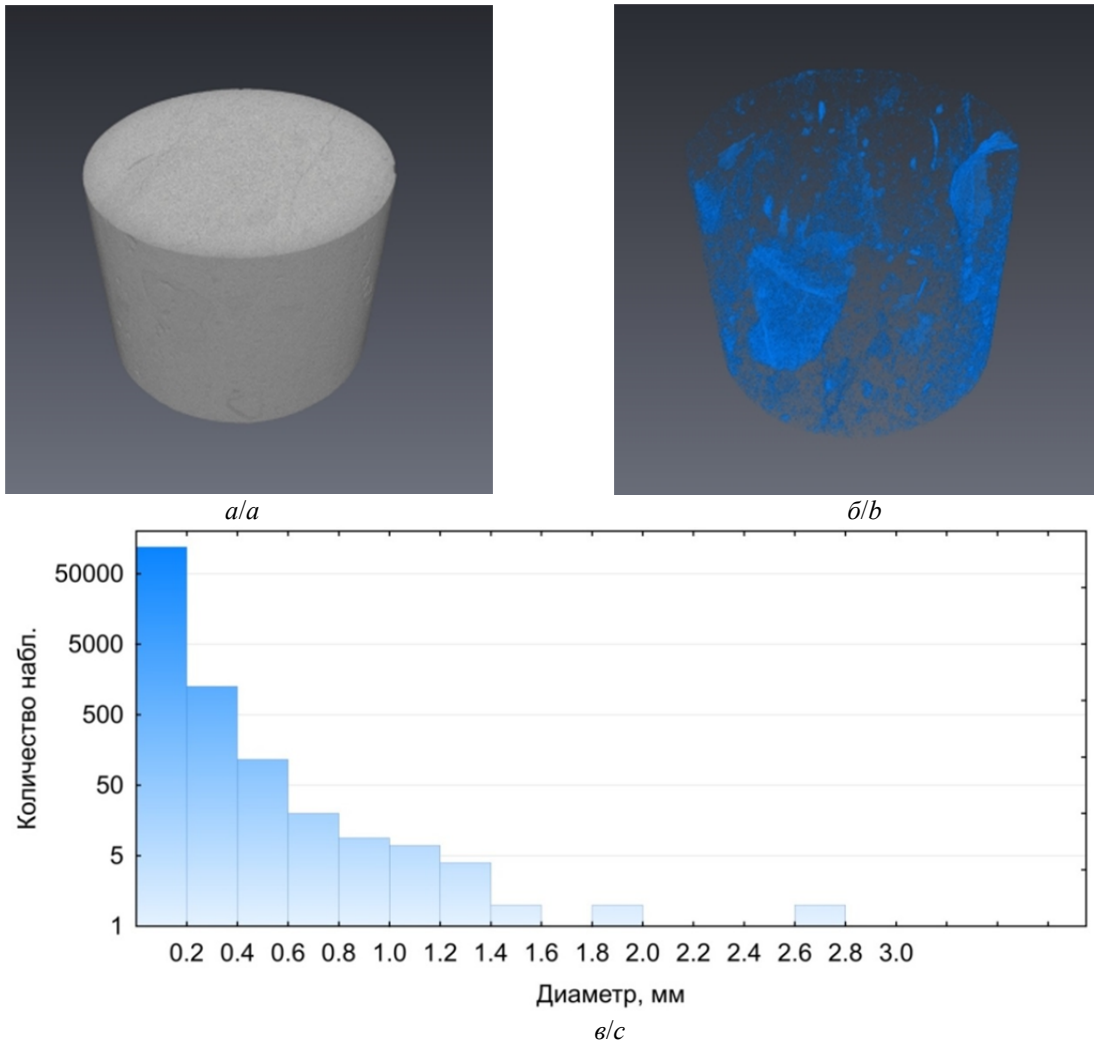


Рис. 3. 3D модель образца керна № 2 (а); 3D модель структуры емкостного пространства (б); гистограмма диаметров пор образца керна № 2, полученная по результатам томографических исследований (б)

Fig. 3. 3D model of core sample no. 2 (a); 3D model of the structure of the capillary space (b); histogram of pore diameters of core sample no. 2, obtained from the results of tomographic studies (b)

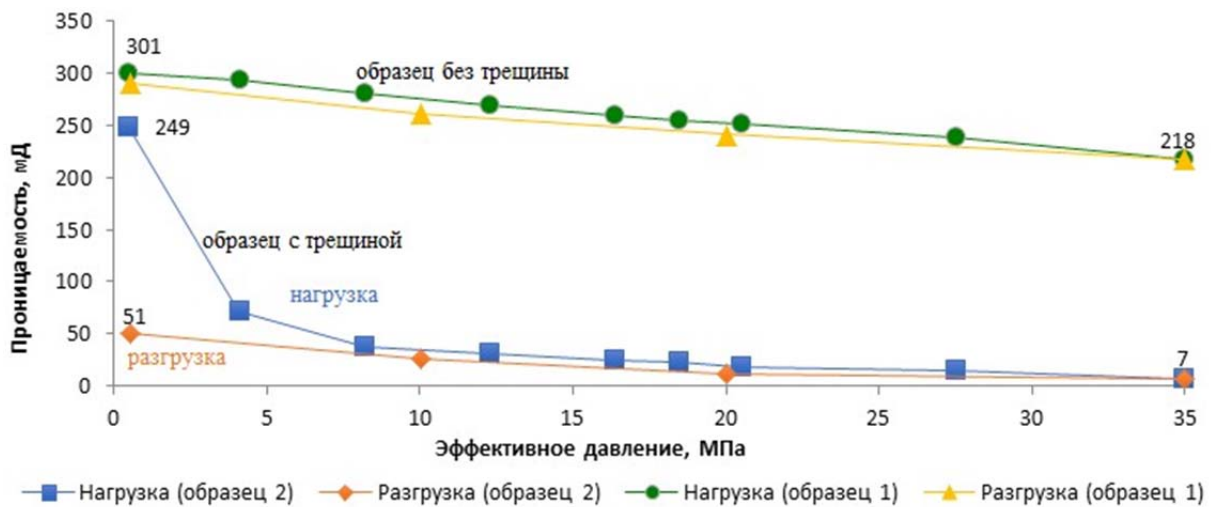


Рис. 4. Динамика проницаемости от изменения эффективного давления (нагрузка/разгрузка) для образца № 1 без трещины и образца № 2 с трещиной

Fig. 4. Dynamic permeability of the changes in effective pressure (loading/unloading) for sample no. 1 without fractures and sample no. 2 with fractures

Для образца керна без трещин № 1, относящегося к зоне верхнего тылового шлейфа, эксперименты показали практически полное восстановление ФЕС после снижения нагрузки. Принципиально иная ситуация установлена для образца № 2, емкостное пространство которого по данным томографических исследований выполнено вторичными пустотами, преимущественно трещинами и мелкими порами, связанными с выщелачиваем детрита и оолитами. В данном случае после роста $P_{эф}$ от 0 до 35 МПа и последующего его снижения вследствие смыкания трещин ФЕС в полной мере не восстанавливаются. Для образца № 2 снижение для k составило 79,5 % (249 мД – до нагрузки и 51 мД – после ее полного снятия).

По результатам опытов также установлено, что при создании нагрузки, равной 4 Мпа, относительное изменение k для образца № 2 с трещиной составляет 78 %. Тогда как для образца № 1 с поровым типом пустотности при $P_{эф}=4$ МПа проницаемость снижается менее чем на 1 %. Очевидно, что примеры резкого ухудшения ФЕС трещиноватых коллекторов при нагрузке и их неполное восстановление после ее снятия является следствием смыкания трещин при росте $P_{эф}$.

Согласно результатам работ [18, 19], увеличение забойного давления в трещиноватых коллекторах в целом должно положительно влиять на режим работы скважин вследствие раскрытия ранее сомкнувшихся трещин. При этом принимается, что при снятии нагрузки (увеличение забойного/пластового давления) ранее деформируемые трещины практически полностью восстанавливают свою раскрытость. Проанализированная в данной работе серия опытов позволила установить, что в карбонатных турне-фаменских коллекторах (проницаемостью 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 рекомендуется значительно не снижать их забойные давления.

Перспективные методы оценки трещиноватости турне-фаменских залежей Верхнего Прикамья

Очевидно, что для оптимизации разработки нефтяных залежей с потенциальной трещиноватостью первоначальной является задача оконтуривания зон (объемов) залегания коллекторов преимущественно порового и трещинного типа. Хорошо зарекомендовавшим себя для территории исследования методом оценки трещиноватости являются гидродинамические исследования скважин (ГДИ). Важным преимуществом ГДИ над керновыми исследованиями является 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–Руа, при этом по ГДИ для коллекторов могут быть оценены трещинная проницаемость, средняя раскрытость и относительная емкость трещин [19]. Полученная информация методом интерполяции может быть распространена на неохваченный ГДИ объем коллекторов залежи.

Относительно новым для России является подход привлечения для оценки трещиноватости данных об упругих свойствах горных пород. 3D-сейсмические технологии позволяют оценивать сейсмические атрибуты пород непрерывно во всем объеме залежи [20–25]. В работе [9] для территории исследования количественно установлена зависимость продольных скоростей с плотностью пород: образцы с плотностью менее $2,55 \text{ г/см}^3$ – трещины отсутствуют; образцы с плотностью более $2,55 \text{ г/см}^3$ – трещиноватые. Плотные породы без трещин и каверн описываются собственной статистической зависимостью. Для каверновых и трещиноватых образцов зависимости имеют схожий характер, различаясь главным образом величиной свободного члена [26–29].

Перспективность исследований прогноза трещиноватости по данным сейсмических атрибутов применительно к турне-фаменским залежам Верхнего Прикамья связана с достаточно большими для данной территории объемами высококачественных сейсмических работ методом 3D повышенной плотности. Проведенный авторами [27–29] анализ акустических свойств кернов в зависимости от $P_{эф}$ показал, что для образцов без трещин скорости упругих волн значительно ниже, чем для трещиноватых: 2000 м/с против 3000 м/с – для поперечных волн и 3000 м/с против 6000 м/с – для продольных волн (рис. 5).

Таким образом, в турне-фаменских отложениях месторождений Верхнего Прикамья для различных типов сейсмических волн существует физический предел скоростей, связанный с емкостным пространством горных пород [9, 26, 27]. При этом в перспективе по скоростям волн возможно выделять наиболее плотные участки коллектора, которые, в свою очередь, подвержены процессу трещинообразования [28, 29]. Поставленная задача должна решаться на основе комплексного учета данных исследований керна, ГДИ, сейсморазведки 3D и анализа эксплуатации скважин [30–38].

Анализ эксплуатации добывающих скважин в карбонатных турне-фаменских отложениях

Динамика продуктивности добывающих скважин, дренирующих зону верхнего тылового шлейфа, в значительной мере зависит от трещиноватости [39, 40]. На рис. 6 представлена динамика эксплуатации трех скважин (скважины № 1, 2 и 3), дренирующих зону верхнего тылового шлейфа, и двух скважин (скважины № 4 и 5), эксплуатирующих зоны биогермного ядра, рифового склона и нижнего тылового шлейфа.

В начальный период эксплуатации скважин № 1, 2 и 3 произошло снижение забойного давления примерно на 50–60 % (с 13–12,5 до 5,5–5,0 МПа), что привело к снижению раскрытости трещин, это, в свою очередь, способствовало снижению продуктивности на 85–90 %. Последующий рост забойного давления не приводит к увеличению продуктивности скважин. По скважинам № 4 и 5 снижение забойного давления (40–50 %) привело к уменьшению продуктивности на 15–20 %.

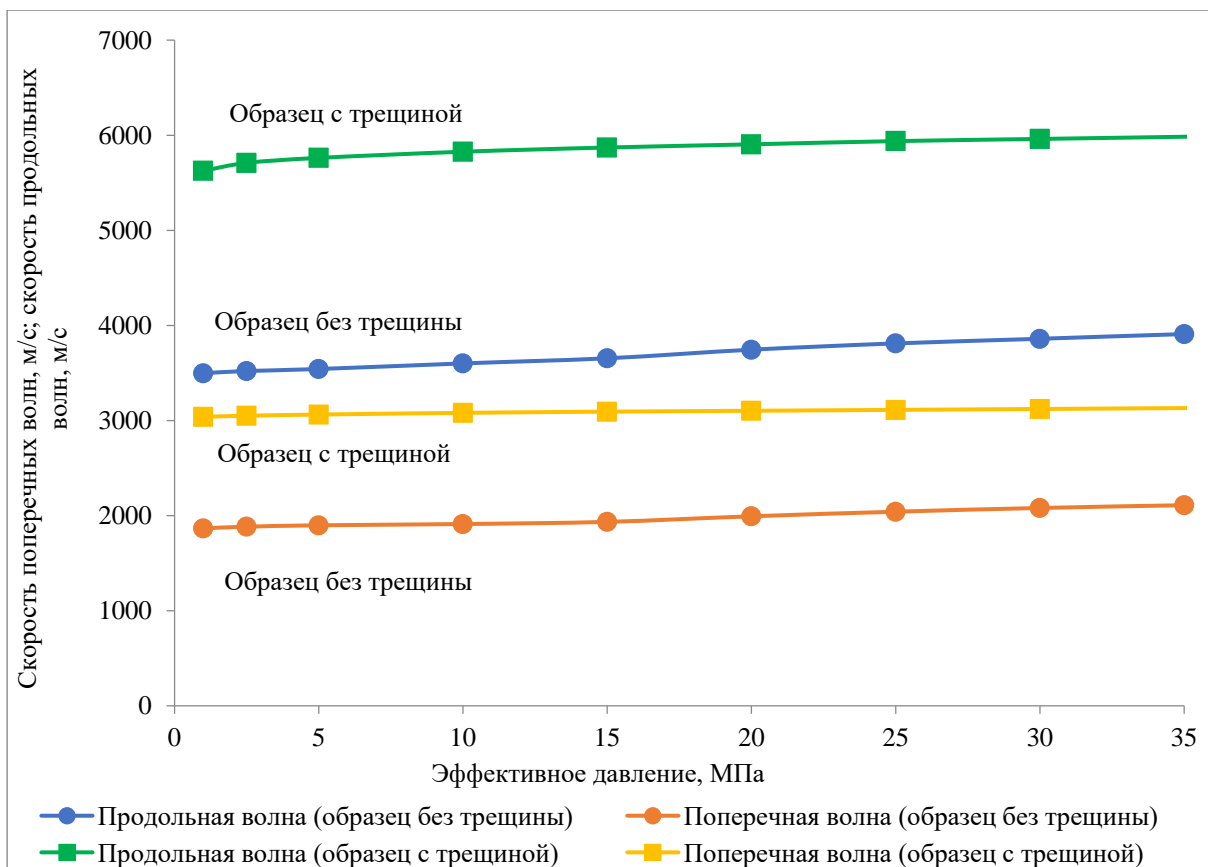


Рис. 5. Зависимость скорости волн от изменения эффективного давления для различных образцов

Fig. 5. Dependence of wave velocity on the change in effective pressure for different samples

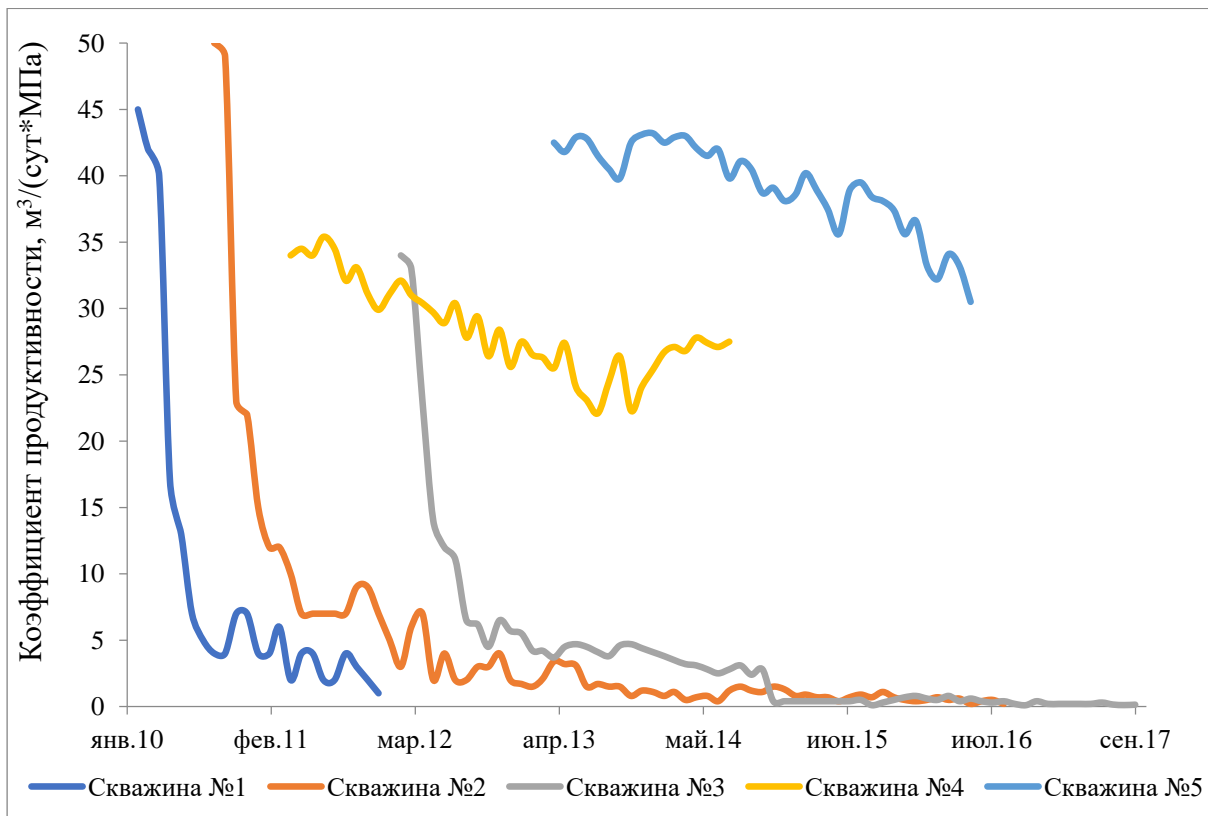


Рис. 6. Динамика эксплуатации скважин турне-фаменских отложений месторождений Верхнего Прикамья

Fig. 6. Dynamics of wells operation of Tourne-Famennian deposits of Upper Kama Region fields

Анализ эксплуатации скважин показывает, что представленная на рис. 6 динамика добычи нефти в целом типична для скважин Верхнего Прикамья, эксплуатирующихся турне-фаменские коллектора зоны верхнего тылового шлейфа. Для дебита скважин данных месторождений имеется участок интенсивного падения (в первые 4–6 месяцев падение дебита на 50–80 %), характеризующийся резким снижением продуктивности скважин и связанный с выработкой запасов нефти из систем трещин вблизи скважины. Далее следует участок незначительного снижения дебита (снижение на 80–90 % относительного первоначального). Следующий участок характеризуется постоянным дебитом, который значительно меньше (в 10–15 раз) максимального. Этот участок характеризуется разгазированием пластовой нефти при практически полном смыкании трещин. В данных условиях скважины работают в основном за счет матрицы коллектора. Последующее увеличение забойного давления не приводит к раскрытости трещин, не восстанавливая в полной мере их потенциальную проницаемость, что негативно влияет на производительность скважин и полноту выработки запасов нефти.

Заключение

Для турне-фаменских залежей Верхнего Прикамья преимущественно в литолого-фациальной зоне верхнего тылового шлейфа характерно широкое развитие процессов трещиноватости. Выделение этих зон

можно проводить на основе данных ГДИ с оценкой показателей проницаемости, раскрытости и относительной емкости трещин. Перспективными при оценке трещиноватости также являются методы на основе акустических свойств горных пород, прежде всего 3D сейсморазведка.

Проведенная серия керновых экспериментов позволила установить, что для трещиноватых образцов при увеличении их напряженного состояния (рост $P_{эф}$) происходит резкое снижение ФЕС. В дальнейшем при снижении (или полном снятии) напряженного состояния ФЕС трещиноватых коллекторов не восстанавливается. К схожим выводам приводит анализ работы добывающих скважин. В участках развития процессов трещиноватости для скважин, работавших при низких забойных давлениях, после восстановления давлений текущая трещинная проницаемость оказывается существенно ниже начальной.

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

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Путилов И.С. Разработка технологий комплексного изучения геологического строения и размещения месторождений нефти и газа. – Пермь: Изд-во Пермского национального исследовательского политехнического университета, 2014. – 285 с.
2. Rashid F., Glower P.W.J., Lorinczi P., Hussein D., Lawrence J.A. Microstructural controls on reservoir quality in tight oil carbonate reservoir rocks // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – July 2017. – V. 156. – P. 814–826.
3. Xinmin Song, Yong Li. Optimum development options and strategies for water injection development of carbonate reservoirs in the Middle East // *Petroleum Exploration and Development*. – August 2018. – V. 45. – Iss. 4. – P. 723–734.
4. 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.
5. 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 // *Вестник московского университета. Серия 4: Геология*. – 2017. – № 5. – С. 16–23.
6. Габдуллин Р.Р., Бирюков О.Н., Ахмедов Р.А. Особенности геологического строения и нефтегазность викуловской свиты Восточно-каменного месторождения (Западная Сибирь) // *Вестник московского университета. Серия 4: Геология*. – 2018. – № 2. – С. 33–39.
7. Guerriero V., Mazzoli S., Iannace A., Vitale S., Carravetta A., Strauss Ch. A permeability model for naturally fractured carbonate reservoirs // *Marine and Petroleum Geology*. – February 2013. – Vol. 40. – P. 115–134.
8. Dashti R., Rahimpour-Bonab H., Zeinali M. Fracture and mechanical stratigraphy in naturally fractured carbonate reservoirs – a case study from Zagros region // *Marine and Petroleum Geology*. – November 2018. – V. 97. – P. 466–479.
9. 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.
10. Полетаев А.В., Полетаева Е.В. Оценка объемов углеводородных газов газогидратов Азербайджанского сектора Южного Каспия по сейсмическим данным // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2018. – Т. 329. – № 10. – С. 153–162.
11. Глухманчук Е.Д., Крупицкий В.В., Леонтьевский А.В. Закономерности развития зон трещиноватости в породах осадочного чехла Западной Сибири по результатам применения технологии «OILRIVER», ГИС горизонтальных скважин и данных гидроразрыва // *Георесурсы*. – 2018. – Т. 20. – № 3. – С. 222–227.
12. Кашников Ю.А., Ашихмин С.Г., Шустов Д.В., Антоненко А.А., Красильников Н.Б. Экспериментально-аналитическое исследование изменений трещинной проницаемости вследствие смыкания трещин // *Нефтяное хозяйство*. – 2013. – № 4. – С. 40–43.
13. Кашников Ю.А., Ашихмин С.Г., Кухтинский А.Э., Шустов Д.В. О связи коэффициентов трещиностойкости и геофизических характеристик горных пород месторождений углеводородов // *Записки Горного института*. – 2020. – Т. 241. – С. 83–90.
14. 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 // *Вестник московского университета. Серия 4: Геология*. – 2017. – № 6. – С. 87–91.
15. Mohsen Ezati, Mehran Azizzadeh, Mohammad Ali Riahi, Vahidoddin Fattahpour, Javad Honarmand Characterization of micro-fracture Sarvak reservoir, using petrophysical and geological data, SW Iran // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – November 2018. – V. 170. – P. 675–695.
16. Ефимов А.А., Савицкий Я.В., Галкин С.В., С. Шапиро Опыт исследования керна карбонатных отложений методом рентгеновской томографии // *Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело*. – 2016. – № 18. – С. 23–32.
17. Bortolan Neto L., Kotousov A. Residual opening of hydraulic fractures filled with compressible proppant // *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*. – 2013. – № 61. – P. 223–230.

18. Распопов А.В., Новокрещенных Д.В. Анализ результатов применения методов интенсификации на карбонатных коллекторах месторождений Пермского края // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2014. – Т. 13. – № 10. – С. 73–82.
19. Вотинов А.С., Дроздов С.А., Малышева В.Л., Мордвинов В.А. Восстановление и повышение продуктивности добывающих скважин каширского и подольского объектов на одном из нефтяных месторождений Пермского края // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2018. – Т. 18. – № 2. – С. 140–148.
20. Shapiro S.A., Khizhnyak G.P., Plotnikov V.V., R. Niemann, Pyushin P.Yu., Galkin S.V. Permeability dependency on stiff and compliant porosities: A model and some experimental examples // Journal of Geophysical and Engineering. – 2015. – V. 12. – Iss. 3. – P. 376–385.
21. Shapiro S.A. Stress impact on elastic anisotropy of triclinic porous and fractured rocks // J. Geophysical Research: Solid Earth. – 2017. – V. 122. – P. 2034–2053.
22. 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. – V. 82 (6). – P. 201–210.
23. Al-Fahmi M.M., Cartwright J.A. Comparison of carbonate reservoir fractures from core and modern electrical borehole images // Marine and Petroleum Geology. – March 2019. – V. 101. – P. 252–264.
24. Raghavan R., Chen C. Fractional diffusion in rocks produced by horizontal wells with multiple, transverse hydraulic fractures of finite conductivity // Journal of petroleum science and engineering. – 2013. – V. 109. – P. 133–143.
25. Fang Xie, Chengsen Zhang, Ruilin Liu, Chengwen Xiao Production prediction for fracture-vuggy carbonate reservoir using electric imaging logging data // Petroleum Exploration and Development. – April 2018. – V. 45. – Iss. 2. – P. 369–376.
26. Путилов И.С., Ладейщиков С.В., Винокуров Е.Е. Комплексный прогноз фаций турнейских карбонатных отложений на разрабатываемых месторождениях Верхнекамской впадины на основе сейсморазведки 3D // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 4. – С. 21–25.
27. Ладейщиков С.В., Путилов И.С., Пятунин Е.В., Лаптев А.П. Прогнозирование фаций терригенных отложений на основе высокоинформативных сейсмических данных 3D и машинного обучения // Геофизика. – 2018. – № 5. – С. 31–37.
28. Ладейщиков С.В., Путилов И.С. Опыт выполнения комплексных прогнозов фаций на основе высокоинформативных сейсмических данных для задач геолого-гидродинамического моделирования // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 3. – С. 66–73.
29. Путилов И.С., Галкин В.И. Исследование особенностей геологического строения локальных структур по результатам сейсморазведки 3D (на примере территории Пермского края) // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 7. – С. 76–79.
30. Hosa A., Wood R. Quantifying the impact of early calcite cementation on the reservoir quality of carbonate rocks: a 3D process-based model // Advances in Water Resources. – June 2017. – V. 104. – P. 89–104.
31. Achinta Bera, Hadi Belhaj. A comprehensive review on characterization and modeling of thick capillary transition zones in carbonate reservoirs // Journal of Unconventional Oil and Gas Resources. – December 2016. – V. 16. – P. 76–89.
32. Menke H.P., Bijeljic B., Blunt M.J. Dynamic reservoir-condition microtomography of reactive transport in complex carbonates: Effect of initial pore structure and initial brine pH // Geochimica et Cosmochimica Acta. – May 2017. – V. 204. – P. 267–285.
33. Черепанов С.С., Чумаков Г.Н., Галкин С.В. Возможности учета трещиноватости коллекторов при геолого-гидродинамическом моделировании разработки залежей с заводнением пластов // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 8. – С. 5–8.
34. Репина В.А., Галкин В.И., Галкин С.В. Применение комплексного учета петрофизических характеристик при адаптации геолого-гидродинамических моделей (на примере визейской залежи Гондыревского месторождения нефти) // Записки Горного института. – 2018. – Т. 321. – С. 268–274.
35. Волкова А.А., Меркулов В.П. Применение сейсмических методов для оценки перспектив нефтегазоносности отложений палеозойского фундамента западно-сибирской плиты // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 3. – С. 156–162.
36. Бегма Д.С., Белкина В.А. Литолого-фациальные особенности строения верхнеюрских отложений месторождения Т // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2017. – Т. 328. – № 1. – С. 109–122.
37. Эдер В.Г., Замирайлова А.Г., Калмыков Г.А. Свидетельства образования карбонатных пород на геомеханических барьерах в черных сланцах на примере баженовской свиты Западной Сибири // Георесурсы. – 2019. – Т. 21. – № 2. – С. 143–152.
38. Гамес Ф. Исследование трещиноватости, моделирование и анализ неопределенностей карбонатного коллектора с включением динамических данных (Ближний Восток) // Георесурсы. – 2018. – Т. 20. – № 3. – С. 154–157.
39. Мартюшев Д.А., Зайцев Р.А. Влияние петрофизических характеристик рифогенных карбонатных коллекторов нефтяных месторождений турнейско-фаменских отложений Верхнего Прикамья на продуктивность добывающих скважин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 11. – С. 77–85.
40. Мартюшев Д.А., Мордвинов В.А. Особенности разработки сложнопостроенной залежи нефти в условиях трещиноватопорового коллектора // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 3. – С. 22–24.

Поступила 12.03.2020 г.

Информация об авторах

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

UDC 622.276

ROCK STRESS STATE INFLUENCE ON PERMEABILITY OF CARBONATE RESERVOIRS

Dmitriy A. Martyushev,
martyushevda@inbox.ru

Perm National Research Polytechnic University,
29, Komsomolskiy avenue, Perm, 614990, Russia.

The relevance of the discussed issue is caused by the fact that the oil fields of the Perm region are determined by the widespread occurrence of fractures in carbonate reservoirs and the influence of fractured rocks on oil filtration in the reservoir. The paper considers the effect of changes in the stressed state of rocks (effective pressure) on the porosity and permeability of core samples in various lithologic-facies zones of Tourne-Famennian carbonate sediments. The Tourne-Famennian carbonate deposits of the Upper Kama Region fields are characterized by a complex geological structure. On these deposits the lithological-facial zones are distinguished with different filtration-capacitive properties due to the geological conditions of sedimentation.

The main aim of the study is to assess the dynamics of the fracture and matrix permeability of core samples of carbonate objects depending on the change in effective pressure.

Object: Tourne-Famennian carbonate reservoirs of the Gagarinsky and Ozernoe fields.

Methods: filter systems with simulation of reservoir conditions UIG-5VG and AFS-300 and installation of microfocus X-ray.

Results. A series of experiments analyzed in this work allowed establishing that in carbonate Tourne-Famennian collectors (permeability up to 350 mD), characterized by fracturing, while reducing the load, the permeability of the collector is not fully restored. Accordingly, in the areas of development of fractured reservoirs from the very beginning of the operation of the wells, it is preferable to limit the reduction of their bottomhole pressure. It was also established that in Tourne-Famennian deposits of the Upper Kama Region for various types of seismic waves there is a physical velocity limit associated with the structure of the pore space. At the same time, in perspective, it is possible to isolate the densest parts of the deposits in terms of the wave velocity, which, in their turn, are subject to formation of cracks. The task should be solved on the basis of integrated accounting of core research data, hydrodynamic studies of wells, 3D seismic exploration and analysis of well operation.

Key words:

Fractures opening, fracture permeability, matrix permeability, stress state, longitudinal velocity, 3D seismic survey, bottomhole pressure.

REFERENCES

- Putilov I.S. *Razrabotka tekhnologiy kompleksnogo izucheniya geologicheskogo stroeniya i razmeshcheniya mestorozhdeniy nefi i gaza* [Development of technologies for the integrated study of the geological structure and location of oil and gas fields]. Perm, Perm National Research Polytechnic University Publ. house, 2014. 285 p.
- Rashid F., Glower P.W.J., Lorinczi P., Hussein D., Lawrence J.A. Microstructural controls on reservoir quality in tight oil carbonate reservoir rocks. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, July 2017, vol. 156, pp. 814–826.
- Xinmin Song, Yong Li. Optimum development options and strategies for water injection development of carbonate reservoirs in the Middle East. *Petroleum Exploration and Development*, August 2018, vol. 45, Iss. 4, pp. 723–734.
- Cherepanov S.S., Ponomareva I.N., Erofeev A.A., Galkin S.V. Determination of rock fracture parameters on the basis of a comprehensive analysis of the core study data, hydrodynamic and geophysical studies of wells. *Oil industry*, 2014, no. 2, pp. 94–96. In Rus.
- Zaitsev V.A., Kerimov V.Yu., Ryabukhina S.G., Bondarev A.V. Modern geodynamics and its influence on the secondary filtration properties of reservoirs of the northeastern part of the Sakhalin shelf. *Moscow University Bulletin. Series 4: Geology*, 2017, no. 5, pp. 16–23. In Rus.
- Gabdullin R.R., Biryukov O.N., Akhmedov R.A. Features of the geological structure and oil and gas distribution of the Vikulovskaya suite of the East Kamennoye field (Western Siberia). *Moscow University Bulletin. Series 4: Geology*, 2018, no. 2, pp. 33–39. In Rus.
- Guerriero V., Mazzoli S., Iannace A., Vitale S., Carravetta A., Strauss Ch. A permeability model for naturally fractured carbonate reservoirs. *Marine and Petroleum Geology*, February 2013, vol. 40, pp. 115–134.
- Dashti R., Rahimpour-Bonab H., Zeinali M. Fracture and mechanical stratigraphy in naturally fractured carbonate reservoirs-A case study from Zagros region. *Marine and Petroleum Geology*, November 2018, vol. 97, pp. 466–479.
- Putilov I.S., Ladeyshchikov S.V. Improving approaches to forecasting facies based on high-density 3D seismic prospecting. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2016, no. 5, pp. 4–8. In Rus.
- Poletaev A.V., Poletaeva E.V. Estimation of hydrocarbon gas volumes of gas hydrates of the Azerbaijan sector of the Southern Caspian according to seismic data. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2018, vol. 329, no. 10, pp. 153–162. In Rus.
- Glukhmanchuk E.D., Krupitsky V.V., Leontievsky A.V. Regularities of the development of fracture zones in the rocks of the sedimentary cover of Western Siberia based on the results of application of the OILRIVER technology, horizontal well logging and hydraulic fracturing data. *Georesources*, 2018, vol. 20, no. 3, pp. 222–227. In Rus.
- Kashnikov Yu.A., Ashikhmin S.G., Shustov D.V., Antonenko A.A., Krasilnikov N.B. Experimental and analytical studies of changes in the permeability of the fracture due to the closing of fractures. *Oil industry*, 2013, no. 4, pp. 40–43. In Rus.
- Kashnikov Yu.A., Ashikhmin S.G., Kukhtinsky A.E., Shustov D.V. On the relationship between fracture toughness factors and geophysical characteristics of rocks deposits of hydrocarbons. *Journal of Mining Institute*, 2020, vol. 241, pp. 83–90. In Rus.
- Usov A.N., Chernov M.S., Sokolov V.N., Voznesensky E.A. The change in the microstructure of clay soils during deformation under conditions of three-axis compression, considering the manifestation of deformation instability. *Moscow University Bulletin. Series 4: Geology*, 2017, no. 6, pp. 87–91. In Rus.
- Mohsen Ezati, Mehran Azizzadeh, Mohammad Ali Riahi, Vahidoddin Fattahpour, Javad Honarmand. Characterization of micro-fracture Sarvak reservoir, using petrophysical and geological data, SW Iran. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, November 2018, vol. 170, pp. 675–695.
- Efimov A.A., Savitsky Ya.V., Galkin S.V., Shapiro S. Experience in the study of carbonate sediment cores by X-ray tomography. *Perm National Research Polytechnic University. Geology. Oil and gas and mining*, 2016, no. 18, pp. 23–32. In Rus.

17. Bortolan Neto L., Kotousov A. Residual opening of hydraulic fractures filled with compressible proppant. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2013, no. 61, pp. 223–230.
18. Raspopov A.V., Novokreshchennykh D.V. Analysis of the results of the application of methods of intensification in carbonate reservoirs of the Perm Territory deposits. *Bulletin of the Perm National Research Polytechnic University. Geology. Oil and gas and mining*, 2014, vol. 13, no. 10, pp. 73–82. In Rus.
19. Votinov A.S., Drozdov S.A., Malysheva V.L., Mordvinov V.A. Restoration and increase of productivity of producing wells of the Kashirsky and Podolsk facilities at one of the oil fields of the Perm Krai. *Perm National Research Polytechnic University Bulletin. Geology. Oil and gas and mining*, 2018, vol. 18, no. 2, pp. 140–148. In Rus.
20. Shapiro S.A., Khizhnyak G.P., Plotnikov V.V., Niemann R., Ilyushin P. Yu., Galkin S.V. Permeability dependency on stiff and compliant porosities: A model and some experimental examples. *Journal of Geophysical and Engineering*, 2015, vol. 12, Iss. 3, pp. 376–385.
21. Shapiro S.A. Stress impact on elastic anisotropy of triclinic porous and fractured rocks. *J. Geophysical Research: Solid Earth*, 2017, vol. 122, pp. 2034–2053.
22. 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 (6), pp. 201–210.
23. Al-Fahmi M.M., Cartwright Joe A. Comparison of carbonate reservoir fractures from core and modern electrical borehole images. *Marine and Petroleum Geology*, March 2019, vol. 101, pp. 252–264.
24. Raghavan R., Chen C. Fractional diffusion in rocks produced by horizontal wells with multiple, transverse hydraulic fractures of finite conductivity. *Journal of petroleum science and engineering*, 2013, vol. 109, pp. 133–143.
25. Fang Xie, Chengsen Zhang, Ruilin Liu, Chengwen Xiao. Production prediction for fracture-vug carbonate reservoir using electric imaging logging data. *Petroleum Exploration and Development*, April 2018, vol. 45, Iss. 2, pp. 369–376.
26. Putilov I.S., Ladeyshchikov S.V., Vinokurov E.E. Complex forecast of the facies of the Tournaisian carbonate sediments in the developed fields of the Verkhnekamsk depression based on 3D seismic prospecting. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2017, no. 4, p. 21–25. In Rus.
27. Ladeyshchikov S.V., Putilov I.S., Pyatunina E.V., Laptev A.P. Forecasting facies of terrigenous sediments based on highly informative 3D seismic data and machine learning. *Geophysics*, 2018, no. 5, pp. 31–37. In Rus.
28. Ladeyshchikov S.V., Putilov I.S. Experience in performing complex facies forecasts based on highly informative seismic data for geological and hydrodynamic modeling problems. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2019, no. 3, pp. 66–73. In Rus.
29. Putilov I.S., Galkin V.I. Study of the geological structure of local structures according to the results of 3D seismic surveys (using the Perm region as an example). *Oil industry*, 2015, no. 7, pp. 76–79. In Rus.
30. Hosa A., Wood R. Quantifying the impact of early calcite cementation on the reservoir quality of carbonate rocks: a 3D process-based model. *Advances in Water Resources*, June 2017, vol. 104, pp. 89–104.
31. Achinta Bera, Hadi Belhaj. A comprehensive review on characterization and modeling of thick capillary transition zones in carbonate reservoirs. *Journal of Unconventional Oil and Gas Resources*, December 2016, vol. 16, pp. 76–89.
32. Menke H.P., Bijeljic B., Blunt M.J. Dynamic reservoir-condition microtomography of reactive transport in complex carbonates: Effect of initial pore structure and initial brine pH. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, May 2017, vol. 204, pp. 267–285.
33. Cherepanov S.S., Chumakov G.N., Galkin S.V. Opportunities to account for fracturing of reservoirs in geological and hydrodynamic modeling of reservoir development with water-flooding. *Oilfield research*, 2016, no. 8, pp. 5–8. In Rus.
34. Repina V.A., Galkin V.I., Galkin S.V. The use of integrated accounting of petrophysical characteristics in the adaptation of geological and hydrodynamic models (using the example of the Visian deposit of the Gondyrevskoye oil field). *Journal of mining institute*, 2018, vol. 321, pp. 268–274. In Rus.
35. Volkova A.A., Merkulov V.P. The use of seismic methods to assess the prospects of oil and gas deposits of the Paleozoic basement of the West Siberian plate. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2019, vol. 330, no. 3, pp. 156–162. In Rus.
36. Begma D.S., Belkina V.A. Lithologic-facial features of the structure of Upper Jurassic deposits of the T deposit. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2017, vol. 328, no. 1, pp. 109–122. In Rus.
37. Eder V.G., Zamirailova A.G., Kalmykov G.A. Evidence of the formation of carbonate rocks on geomechanical barriers in black shales on the example of the Bazhenov formation in Western Siberia. *Georesources*, 2019, vol. 21, no. 2, pp. 143–152. In Rus.
38. Gamez F. Study of fracturing, modeling, and analysis of uncertainties of a carbonate reservoir with the inclusion of dynamic data (Middle East). *Georesources*, 2018, vol. 20, no. 3, pp. 154–157. In Rus.
39. Martyushev D.A., Zaitsev R.A. Influence of petrophysical characteristics of reef carbonate reservoirs of oil fields in the Tournaisian-Famennian deposits of the Upper Kama region on the productivity of producing wells. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2019, vol. 330, no. 11, pp. 77–85. In Rus.
40. Martyushev D.A., Mordvinov V.A. Features of the development of a complexly structured oil reservoir in a fractured-porous reservoir. *Oil industry*, 2015, no. 3, pp. 22–24. In Rus.

Received: 12 March 2020.

Information about the authors

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