

Промысловая классификация трещиноватых коллекторов кристаллического фундамента

А.И. Щекин, В.А. Васильев, А.С. Николайченко, А.В. Коломийцев*

Северо-Кавказский федеральный университет, Ставрополь, Россия

Разработка нефтяных и газовых залежей в трещиноватых коллекторах сопряжена с определенными рисками, обусловленными особенностями геологического строения. Классификация и идентификация трещин в коллекторах является первостепенной задачей и позволяет оценить влияние как трещинных систем, так и матричных блоков на показатели разработки месторождений.

В статье представлены результаты статистического и качественного анализа влияния систем трещин и трещинной неоднородности с целью классификации коллекторов в гранитоидах кристаллического фундамента на примере месторождений Белый Тигр (Bach Ho) и Дракон (Rong), расположенных на южном шельфе Южно-Китайского моря (Вьетнам). Промысловая классификация трещиноватых коллекторов основана на резком различии показателей по скважинам в пределах месторождения, вследствие проявления трещинной неоднородности. Для решения поставленных задач в статье проведено построение и анализ формы графиков распределения параметров работы скважин (продуктивность, дебиты, накопленные показатели и др.), а также кривых Лоренца. По результатам исследований все рассматриваемые объекты характеризуются асимметричной формой кривых распределения, что указывает на значительное влияние трещиноватости.

По рассчитанным значениям коэффициента влияния трещин установлено, что трещиноватые коллектора фундамента, в первом приближении, относятся ко 2 типу, что не согласуется с ранними работами по фундаменту, в которых породы классифицированы по 1 типу коллектора. Такое противоречие объясняется тем, что системы микротрещин и блоковая низкопроницаемая часть проявляют свойства матрицы, но не являются ею в полной мере. В статье предложено эту часть коллектора назвать «псевдоматрицей». При доминировании в разрезе макротрещин горные породы фундамента идентифицируются трещиноватым коллектором 1 типа, но при преобладании в пустотном пространстве систем микротрещин («псевдоматрица») в отдельных его частях могут проявлять свойства коллекторов по 2 типу, формируя смешанный тип трещиноватых коллекторов.

Ключевые слова: кристаллический фундамент, гранитоиды, трещиноватые коллектора, классификация трещиноватых коллекторов, коэффициент влияния трещин, кривая Лоренца

Для цитирования: Щекин А.И., Васильев В.А., Николайченко А.С., Коломийцев А.В. (2021). Промысловая классификация трещиноватых коллекторов кристаллического фундамента. *Георесурсы*, 23(3), с. 90–98. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.3.12>

Введение

Разработка нефтяных и газовых залежей в трещиноватых коллекторах сопряжена с определенными рисками, обусловленными особенностями геологического строения. Так, наличие трещин является критическим фактором, с которым связаны такие основные проблемы разработки трещиноватых коллекторов, как высокие темпы падения добычи, высокие риски обводнения скважин по системам трещин, сложность определения распределения запасов, контролируемые распределением систем трещин и др. При этом вероятность возникновения рисков при разработке таких месторождений может наблюдаться на любых стадиях их освоения, включая бурение, заканчивание и эксплуатацию скважин, а также планы по внедрению методов увеличения нефтеотдачи. По мнению многих исследователей, при разработке трещиноватых коллекторов определение типа коллектора и влияние систем трещин на продуктивность и показатели разработки является

первостепенной задачей еще на этапе разведки и подсчета запасов.

Некоторые коллекторы с естественной трещиноватостью проявляют себя при появлении аварийных ситуаций в начале разбуривания месторождения. В других случаях последствия влияния трещин могут быть очевидными, когда отклонение проектных показателей извлечения углеводородов значительно превышает допустимые пределы. На практике полученные данные по наличию естественной трещиноватости горных пород могут быть неоднозначными, что приводит к дополнительному риску разработки таких месторождений.

Трещиноватые коллекторы с естественной трещиноватостью характеризуются системой параметров, которые сложно спроектировать и предсказать. Геолого-геофизические и сейсмические методы исследования трещиноватых коллекторов позволяют частично смоделировать геологическое строение и распределение систем трещин в объеме залежей. Лабораторные исследования на керне в трещинных коллекторах, напротив, по причине неполного выноса коллекторов, именно с трещинным пустотным пространством, оценивают только блоковую низкопроницаемую часть коллекторов. Трещины

* Ответственный автор: Андрей Викторович Коломийцев
e-mail: kolomiecev94@mail.ru

© 2021 Коллектив авторов

практически всегда будут отличаться недостаточным уровнем изученности.

В этой связи, актуальным становится применение таких методов, которые наравне с геолого-геофизическими методами, дают возможность определить не только влияние как трещинных систем, так и матричных блоков на фильтрационно-емкостные свойства коллектора, но и степень взаимодействия между этими системами. Для решения таких задач разработаны различные промысловые и статистические методы идентификации и классификации трещин в коллекторах. Данные методы изучения трещиноватых коллекторов основаны на резком различии показателей по скважинам на месторождении, вследствие неоднородности фильтрационно-емкостных свойств, обусловленных распределением трещинных систем.

Исследование влияния трещинных систем на динамику добычи и коэффициент извлечения углеводородов целесообразно проводить на примере месторождений с длительной историей разработки. Изучение опыта освоения месторождений углеводородов в трещиноватых коллекторах позволит сформировать базу «лучших практик» для последующего использования их в качестве аналогов на более сложных по геологическому строению объектах. Одним из таких месторождений-аналогов, находящимся на заключительной стадии разработки, где пустотное пространство сформировано различными системами трещин тектонического происхождения, является крупное месторождение Белый Тигр в гранитоидах докайнозойского кристаллического фундамента.

С целью классификации трещиноватых коллекторов в гранитоидах кристаллического фундамента в данной статье приводятся результаты статистических и качественных методов анализа влияния систем трещин и трещинной неоднородности применительно к месторождениям Белый Тигр (Bach Ho) и Дракон (Rong). Для решения поставленных задач в статье выполнено построение и анализ формы графиков распределения параметров работы скважин (продуктивность, дебиты, накопленные показатели и др.), а также кривых Лоренца.

Трещиноватые коллектора фундамента на месторождении Белый Тигр

Месторождение Белый Тигр (БТ) приурочено к Кыулонгскому бассейну (рис. 1), протянувшемуся вдоль южного побережья Вьетнама на шельфе Южно-Китайского моря. Здесь открыта и введена в разработку группа аналогичных месторождений (Дракон, Заря (Rang Dong), Черный Лев (Su Tu Den) и др.), но гораздо меньших по запасам, чем месторождение БТ.

При отсутствии прямых аналогов подобных залежей в мировой практике за основу для исследования структуры пустотного пространства и проектирования показателей разработки фундамента на месторождении БТ были взяты трещиноватые коллектора в карбонатных породах. В связи с этим, проектирование такого уникального месторождения, как БТ, проводилось в несколько этапов, поскольку обосновать максимально эффективную систему его разработки на начальной стадии практически невозможно (Горшенев и др., 2008).

По результатам бурения скважин геологическая модель залежи в фундаменте, учитывающая распределение

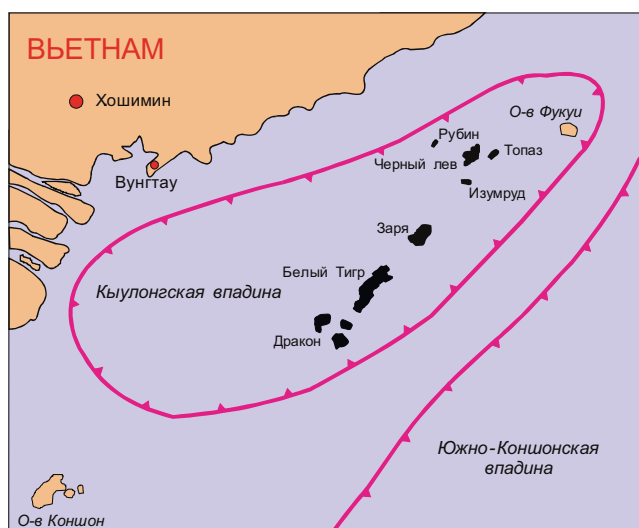


Рис. 1. Схема расположения основных месторождений в Кыулонгской впадине

трещин, и проектные решения по разработке месторождения постоянно обновлялись и подвергались пересмотру.

Коллекторы углеводородов на месторождении БТ относятся к кристаллическим магматическим породам, в первую очередь, к гранитоидам и их корам выветривания. На формирование пустотного пространства горных пород фундамента оказали влияние тектонические и метаморфические процессы с образованием и локализацией различных систем трещин и их геометрических параметров. Данные факторы и объясняют, в конечном итоге, значительную трещинную неоднородность пород с неравномерным распределением запасов в их объеме и резкие различия параметров скважин по производительности.

Анализ различных источников (Шустер и др., 2003; Пospelов, 2005; Чан, 2008; Тиаб, Доналдсон, 2009; Нгуен, 2013) показал, что, несмотря на завершающую стадию разработки месторождения, на данный момент отсутствует единая точка зрения о характере пустотного пространства фундамента, а также об изучении и выделении зон трещиноватости в массиве горных пород. Тем не менее, большинство авторов сходятся во мнении о преобладающем влиянии систем трещин, по сравнению с остальной блоковой низкопроницаемой частью (матрицей). Часто коллектор фундамента БТ относят к трещинно-каверновому (редко к трещинно-порово-каверновому) или просто к трещиноватому (трещинному) типу.

В результате воздействия вторичных процессов в гранитоидах фундамента развиты три типа пустотности (Пospelов, 2005; Чан, 2008; Нгуен, 2013), определяющие их фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС):

1. Трещинная – коллектора имеют хорошо развитые системы микро- и макротрещин, как правило, этим зонам соответствуют высокие ФЕС;
2. Трещинно-каверновая – пустотное пространство коллекторов представлено различного размера кавернами, микротрещинами, в той или иной степени связанными между собой и имеющими пониженные ФЕС;
3. Блоковая – характеризуется первичными межкристаллическими и отдельными микротрещинами и пустотами, проницаемость в блоках практически отсутствует.

По результатам лабораторных исследований керна (Чан, 2008) газопроницаемость отдельных образцов

трещиноватых гранитов может достигать единиц Дарси, уменьшаясь по блоковой части до 1 мД. Среднее значение коэффициента проницаемости для фундамента варьируется в пределах от 0,2 до 226 мД. Исследование апертуры трещин показало, что около 80 % из них характеризуются низкими значениями ($\leq 0,1$ см) и относятся к системам микротрещин, остальные трещины имеют апертуру до 1 см и более. По данным петрографических исследований основной объем горных пород фундамента месторождения БТ представлен трещиноватыми гранитами, гранодиориты выделены на Северном блоке. С глубиной на фундаменте наблюдается тенденция снижения ФЕС. Следует отметить, что керновые исследования характеризуют, в основном, плотную и низкопроницаемую часть пород фундамента, макротрещины на керновых образцах практически отсутствуют.

Системы макро- и микротрещин образуют единую гидродинамическую систему по основной части залежи фундамента (Центральный блок), несмотря на то, что массив горных пород разбит разрывными нарушениями на блоки. В некоторых частях фундамента встречаются изолированные блоки меньшего порядка.

В работе (Тимурзиев, 2010) автором систематизированы и обобщены геолого-геофизические данные по фундаменту месторождения БТ. Для анализа структуры пустотного пространства в этой работе вводится понятие трещинных систем, под которыми понимается вся совокупность разноранговых нарушений сплошности пород (от микротрещин до разломов). Все многообразие трещинных систем в горных породах фундамента разделяется на:

- непроницаемые системы трещин, оказавшихся изолированными и залеченными на определенных этапах вторичных преобразований;
- проницаемые системы трещин, играющие основную роль в процессах фильтрации.

На основе исследований условий генерации трещинных системы выделено три группы (Тимурзиев, 2010): охлажденные или первичные трещины; трещины, связанные с тектоническими деформациями; трещины расслоения и выветривания. Промысловый интерес для изучения локализации трещин и их ФЕС представляют трещины, связанные с тектоническими деформациями или приразломными зонами разрушений. Как считает автор работы (Тимурзиев, 2010), трещины всех систем, сформированные до миграции нефти в фундамент, залечены вторичными минеральными новообразованиями и непроницаемы, молодые генерации трещин, напротив, сохранили хорошие ФЕС. Вероятно, разломы и системы макротрещин, обеспечивая миграцию нефти, одновременно являлись основными каналами гидротермальной деятельности, чем можно объяснить высокую минерализацию таких зон. Таким образом, в результате проявления магматических и метаморфических процессов не все системы трещин являются проницаемыми.

По результатам изучения минерального состава материала заполнения трещин проведена их типизация (Чан, 2008):

- материалы магматического происхождения;
- минералы гидротермального происхождения, представленные цеолитами, кальцитами, каолинитами и др.;

- терригенный материал вторичного происхождения (алевритовые и пелитовые фракции).

Активное проявление процессов цеолитизации пород с образованием «залеченных трещин» привело к формированию в фундаменте гидродинамически несвязанных зон. Чаще всего, такие системы трещин встречаются на Северном блоке месторождения БТ, что и является результатом низких значений продуктивности и накопленной добычи по скважинам, по сравнению с Центральным блоком.

Самой простой моделью, характеризующей строение пустотного пространства горных пород фундамента, является модель двойной пустотности, разработанная для карбонатных трещиноватых коллекторов. В усложненном виде петрофизическую модель коллектора в фундаменте (Поспелов, 2005; Тиаб, Доналдсон, 2009) можно представить, как плотную, практически непроницаемую матрицу, разделенную на блоки макротрещинами и кавернами. Периферийные зоны блоков, окаймляющие макротрещины, сложены участками пород с микротрещинами. ФЕС в такой модели гранитоидов фундамента определяются геометрическими параметрами и характером заполнения микро- и макротрещин.

С начала открытия залежи в фундаменте в разные периоды времени авторами предлагались различные модели строения кристаллических массивов фундамента и неоднородности ФЕС, обзор которых рассмотрен в работе (Шустер и др., 2003). Так, были рекомендованы модели пластово-жильного, прерывисто-слоистого и дискретно-пластового строения кристаллического массива гранитов. В свою очередь, Шустер и др. (Шустер и др., 2003) предложили неравномерно-ячеистую модель, в которой подчеркивается дробное строение массива горных пород с неравномерным распределением зон трещиноватости и слабопроницаемых пород, по сравнению, с ранними представлениями. На рисунке 2 показана рассматриваемая модель строения залежи фундамента с выделением по геолого-геофизическим данным (результаты промыслово-геофизических и гидродинамических исследований скважин) в каждой скважине зон (ячеек) с тремя типами пород: хорошие и средние коллекторы и неколлекторы. Использование такой модели позволило авторам подтвердить, что распределение зон (с размерами до сотен метров) разуплотненных и уплотненных пород в фундаменте имеет неравномерно-ячеистый характер. Размеры зон определяются составом пород, строением массива горных пород (зоны разломов, блоки), неравномерным распределением трещиноватости и, как следствие, распределением ФЕС.

С повышением разрешающей способности сейсмических исследований и накоплением фактического материала неравномерно-ячеистую модель можно рассматривать в новом качестве. Смысл подхода (Тимурзиев, 2011) заключается в локализации и геометризации трещинных систем в фундаменте через поиск критериальных различий физических свойств плотных блоков и объемных зон деструкции в атрибутах сейсмического волнового поля. В таком случае геологическая модель фундамента будет представлять собой чередование разуплотненных и уплотненных зон в массиве горных пород. При этом разуплотненные зоны, включающие системы микро- и макротрещин, дифференцируются в зависимости от их

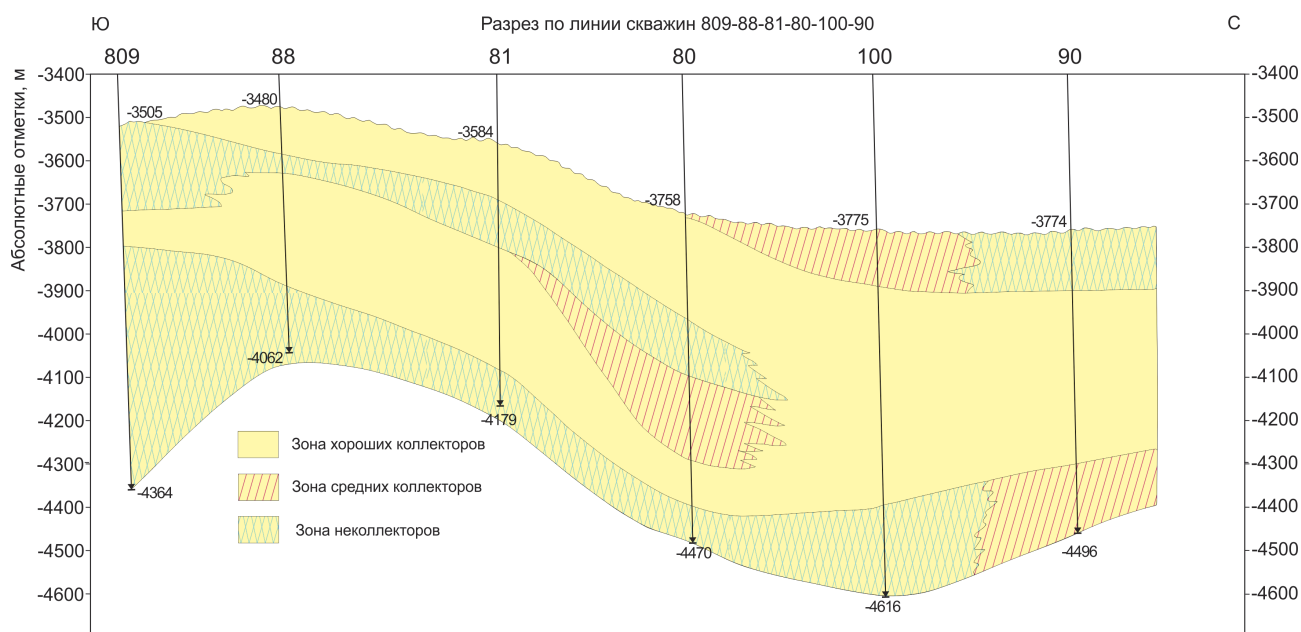


Рис. 2. Схема неравномерно-ячеистой модели строения гранитоидов фундамента месторождения БТ

геометрических параметров, определяющих, в конечном итоге, ФЕС и дебиты скважин. Таким образом, зоны неколлекторов соответствуют уплотненным зонам, а хорошие и средние коллектора в разуплотненных зонах — зонам макро- и микротрещиноватости.

Подводя итог вышесказанному, исследование таких сложных трещиноватых объектов, как фундамент БТ, сопряжено с неопределенностью в понимании структуры пустотного пространства, описании и идентификации типа коллектора и всегда будет оставаться актуальным.

Промысловая классификация и признаки трещиноватых коллекторов

На месторождениях с трещиноватыми коллекторами оптимальная система разработки, ожидаемые дебиты по скважинам, проблемы их эксплуатации и величина коэффициента извлечения нефти (КИН) будут определяться в зависимости от соотношения трещин и матрицы в пустотном пространстве. В связи с чем, изучение и классификация трещиноватых коллекторов представляет интерес не только с точки зрения генетического происхождения пород и их ранжирования по ФЕС, но и степени взаимодействия трещинной и матричной составляющих.

Большинство промысловых классификаций выделяет несколько типов трещиноватых коллекторов, например, в работе (Aguilera, 1995) трещиноватые коллекторы классифицированы по трем типам:

- тип А — емкость коллекторов представлена матрицей, трещины обеспечивают только небольшую емкость;
- тип В — породы с близкой степенью влияния трещин и матрицы на емкость и проницаемость коллектора. При этом коллектора типа В подразделяются на В-I и В-II в зависимости от параметров матрицы:
- подтип В-I — характеризуется практически одинаковым соотношением и взаимодействием матрицы и трещин;
- подтип В-II — матрица имеет ухудшенные свойства,

трещины определяют пустотность и проницаемость коллекторов;

- тип С — влияние матрицы сводится к нулю, а вся емкость и проницаемость обусловлена трещинами.

Похожая классификация, получившая в последнее время широкое распространение, представлена Нельсоном (Nelson, 2001), на основе которой в зависимости от качественных признаков степени влияния трещинной и матричной составляющей выделяется четыре типа трещиноватых коллекторов:

- тип 1 — трещины обеспечивают основную пористость и проницаемость коллектора;
- тип 2 — трещины обеспечивают основную проницаемость коллектора, а матрица — основную пористость;
- тип 3 — трещины дополняют проницаемость коллектора;
- тип 4 — трещины не обеспечивают дополнительной пористости и проницаемости, но формируют значительную анизотропию коллектора.

На базе этой классификации выделяются дополнительные (промежуточные) типы, например, в работе (Bratton et al., 2006) вводится тип G для описания нетрадиционных газовых коллекторов. Большинство коллекторов типа G похожи по свойствам на коллектор типа 2.

В таблице 1 представлены качественные (диагностические) признаки и проблемы разработки по четырем типам трещиноватых коллекторов, обобщенные по результатам исследований различных авторов (Тиаб, Доналдсон, 2009; Aguilera, 1995; Nelson, 2001; Bratton et al., 2006; Kuchuk et al., 2015; Wayne, 2011; Baker, Kuppe, 2000).

Исследование трещинных систем фундамента по историческим данным эксплуатации скважин

В работе (Nelson, 2001) для идентификации того или иного коллектора к определенному типу рекомендуется использовать статистические методы анализа формы

Тип трещиноватого коллектора	Тип 1	Тип 2	Тип 3	Тип 4
Характеристика	Пористость и проницаемость определяются системами трещин	Трещинные системы обеспечивают основную проницаемость коллектора, матрица – основную пористость	Матрица определяет, в основном, пористость и частичную проницаемость коллектора, трещины – дополнительную проницаемость	Трещины отсутствуют или непроницаемые, пористость и проницаемость определяются матрицей
Признаки	- большие зоны дренирования скважин; - хорошая корреляция между дебитами скважин и ФЕС коллекторов; - высокие значения начальных дебитов скважин, но часто высокие темпы их падения; - риски преждевременного обводнения скважин	- часто высокие значения дебитов скважин, трещины увеличивают продуктивность; - производительность скважин, темпы падения дебитов и КИН зависит от степени взаимодействия трещин и матрицы	- коллекторские свойства достаточно однородны; - хорошие и устойчивые дебиты скважин, в том числе за счет трещиноватости; - коллектора выдержанны по площади; - плохая корреляция между дебитами скважин и ФЕС коллекторов	- коллектора, состоят из несвязанных между собой изолированных зон; - низкая производительность скважин; - низкий КИН по причине высокой неоднородности пластов и отсутствия влияния трещин; - КИН может сильно отличаться по месторождению
Проблемы	- определение трещинной неоднородности и сложности с подсчетом запасов; - определение размеров зоны дренирования скважин; - риски преждевременного обводнения скважин; - для рентабельной разработки трещинные системы должны характеризоваться высокой емкостью коллектора	- оценка взаимодействия трещин и матрицы и распределения трещин; - оценка КИН при заводнении; - смыкание трещин при снижении давления; - риски преждевременного обводнения скважин	- выявление систем трещин; - возможна высокая анизотропия по проницаемости; - оценка КИН при заводнении; - системы трещин могут быть не взаимосвязаны	- оценка и локализация неоднородности пласта; - низкая рентабельность разработки таких коллекторов

Табл. 1. Качественные признаки и проблемы разработки по четырем типам трещиноватых коллекторов

распределения параметров работы скважин (продуктивность, дебиты, накопленные показатели и др.). Как правило, выделение трещиноватых коллекторов основано на резком различии показателей по скважинам на месторождении, вследствие неоднородности ФЕС, обусловленных распределением трещинных систем. Предполагается, что в однородном коллекторе распределение параметров на частотном графике будет близким к симметричному (колоколообразному) виду, тогда как для трещиноватых коллекторов характерны асимметричные кривые распределения со смещением в сторону оси ординат.

Для исследования степени влияния трещиноватости в кристаллических породах фундамента рассмотрим выборку скважин, приуроченных к месторождениям БТ и Дракон (юго-восточный участок). Следует отметить, что фундамент на месторождении БТ анализируется по двум блокам (Центральный и Северный) отдельно, поскольку, как было сказано ранее, для Северного блока характерно большое количество залеченных трещин. На рисунках 3 и 4 показаны графики и гистограммы распределения накопленной добычи нефти и максимальных дебитов по скважинам фундамента на месторождениях БТ и Дракон. Анализ графиков показывает, что несколько скважин на

Центральном блоке месторождения БТ доминируют по накопленной добыче и имеют более высокие показатели, по сравнению с основным количеством и другими анализируемыми объектами. Так, более 15 скважин характеризуются добычей более 5 млн м³, 2 из них – более 10 млн м³. Если для юго-восточного участка месторождения Дракон и Северного блока фундамента БТ основное количество скважин имеет добычу 250–500 тыс. м³ на скважину, то на фундаменте БТ этот диапазон составляет в 1–3 млн м³. Аналогичную картину можно наблюдать и на гистограммах распределения скважин по максимальным дебитам, где по скважинам Центрального блока фундамента месторождения БТ наблюдаются высокие значения дебитов, достигающие 2000 м³/сут и более.

Совпадение графиков распределения скважин по накопленной добыче на Центральном блоке фундамента и по всей выборке анализируемых скважин, можно объяснить тем, что основная часть анализируемых скважин, в том числе высокопродуктивных, расположена на этом блоке.

Все рассматриваемые объекты характеризуются асимметричными кривыми распределения накопленной добычи и максимальных дебитов по скважинам.

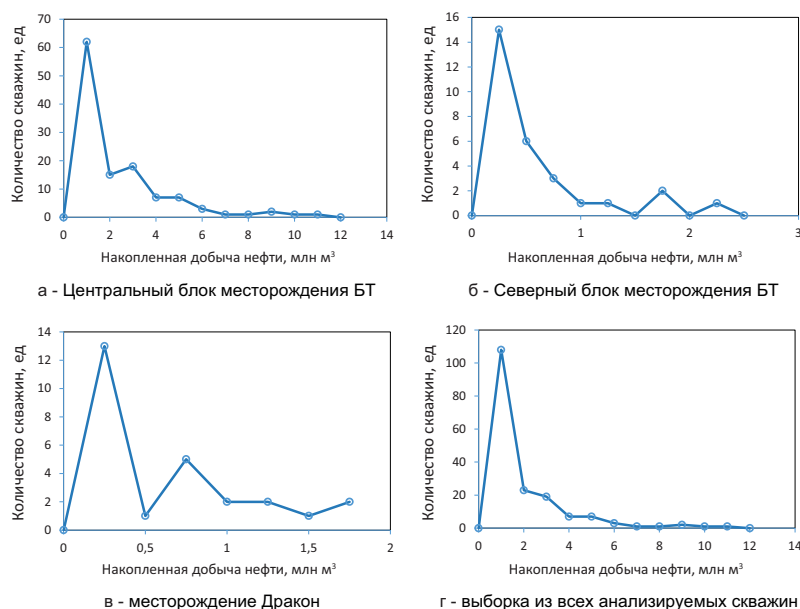


Рис. 3. Графики распределения скважин по накопленной добыче в кристаллическом фундаменте месторождений Белый Тигр и Дракон. а – Центральный блок месторождения БТ; б – Северный блок месторождения БТ; в – месторождение Дракон; г – выборка из всех анализируемых скважин

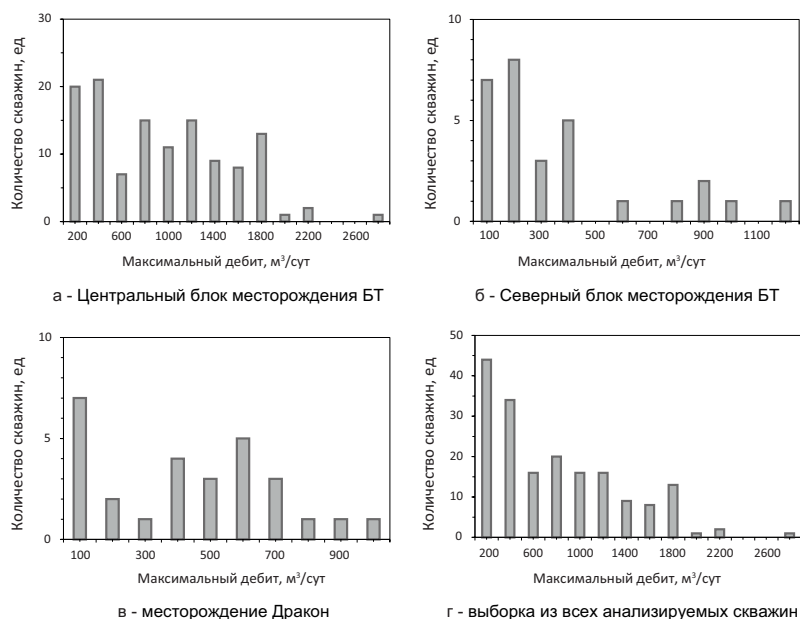


Рис. 4. Гистограммы распределения скважин по максимальным дебитам в кристаллическом фундаменте месторождений Белый Тигр и Дракон. а – Центральный блок месторождения БТ; б – Северный блок месторождения БТ; в – месторождение Дракон; г – выборка из всех анализируемых скважин

Распределение скважин по фундаменту месторождения Белый Тигр, как по Центральному, так и Северному блоку, указывает на свойственное влияние трещинной неоднородности. Северный блок месторождения БТ и юго-восточный участок месторождения Дракон имеют сопоставимое количество скважин, но последний из них имеет на графиках изменения накопленных показателей и максимальных дебитов по скважинам несколько «пик», что можно объяснить блоковым строением (Каримов и др., 2014) и выделением в пределах залежи несвязанных между собой блоков.

Следует отметить, что использование таких показателей, как накопленная добыча и максимальные дебиты

по скважинам, может не отражать объективно распределение трещинной неоднородности по объектам, в том числе для месторождения БТ. Учитывая, что фундамент на месторождениях БТ и Дракон разрабатывается с использованием заводнения (Горшенев и др., 2008), а Дракон также с проявлением аквифера (Каримов и др., 2014), то на величину накопленной добычи могут оказывать результаты преждевременного обводнения и выбытия скважин. На рисунке 5 представлен график зависимости накопленной добычи нефти и жидкости по исследуемым объектам, на котором по отклонению от средней линии к оси абсцисс можно оценить влияние обводнения скважин на величину накопленной добычи нефти. Основная часть представленных скважин имеет заниженные показатели по накопленной добыче нефти, вследствие обводнения скважин. Применение максимального дебита скважин для анализа также неоднозначно, поскольку на его величину оказывает значительное влияние ряд технико-технологических факторов, особенно в условиях шельфа. Различные условия эксплуатации подъемника, транспорта продукции, наличие ограничений искажают потенциал скважин, и, соответственно, дебит скважин не может объективно характеризовать пласт. Например, большинство добывающих скважин на БТ на начальных стадиях эксплуатировались фонтанным способом и ограничивались штуцерами.

На основе вышесказанного, для корректного анализа и объективной оценки влияния трещинной неоднородности предлагается пользоваться распределением скважин по коэффициенту продуктивности. На рисунке 6 представлены гистограммы распределения скважин по коэффициенту продуктивности.

Гистограммы распределения скважин по коэффициенту продуктивности имеют также ассиметричное распределение со смещением в сторону оси ординат. Для Центрального блока фундамента на месторождении БТ график сильно асимметричен и показывает значительный диапазон изменения коэффициента продуктивности, увеличивающийся примерно в 20 раз от минимальных значений. К данному блоку приурочены высокопродуктивные скважины,

максимальные значения коэффициента продуктивности по отдельным скважинам достигают $190 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{МПа}$, основному количеству скважин соответствуют минимальные значения – до $10 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{МПа}$. Слабовыраженное влияние трещинной неоднородности отмечается на Северном блоке, где находятся низкопродуктивные скважины, так большинство скважин имеет коэффициент продуктивности до $1 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{МПа}$, одна скважина – до $6 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{МПа}$. На юго-восточном участке месторождения Дракон, по сравнению с Северным блоком месторождения БТ, коэффициенты продуктивности по скважинам превышают в 10 раз, достигая по одной скважине $50 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{МПа}$. Также как и на графиках распределения накопленной добычи и

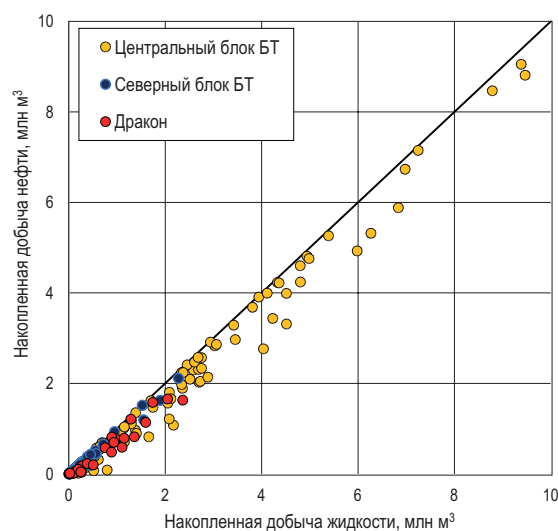


Рис. 5. Зависимость накопленной добычи нефти от накопленной добычи жидкости

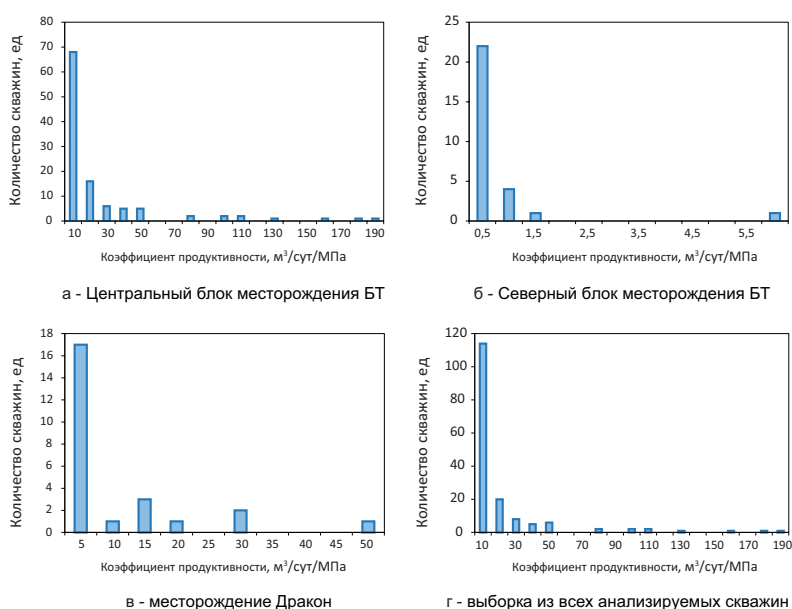


Рис. 6. Гистограммы распределения скважин по коэффициенту продуктивности в кристаллическом фундаменте месторождений Белый Тигр и Дракон

максимального дебита гистограмма по коэффициентам продуктивности на месторождении Дракон имеет несколько «пик».

Учитывая недостатки сопоставления частотных графиков распределения, в работе (Nelson, 2001) для оценки влияния трещиноватости на показатели разработки предлагается использовать распределение Лоренца. Применительно к разработке месторождений кривая Лоренца отражает неоднородность распределения накопленной добычи нефти по скважинам. На рисунке 7 показаны кривые Лоренца по анализируемым объектам. По оси абсцисс откладывается накопленный процент анализируемых скважин, по оси ординат – процент от общей накопленной добычи нефти, т.е. их вклад в общую добычу. Линия, проведенная под углом 45 градусов и соединяющая левую нижнюю и правую верхнюю точку на графике, называется линией однородного коллектора. Эта линия отражает такое строение коллекторов, при котором все скважины добывали бы одинаковое количество нефти. При увеличении неоднородности коллектора неравномерность в распределении накопленной добычи по скважинам возрастает, и кривая Лоренца отклоняется от линии однородного коллектора в сторону абсцисс. Трещиноватые коллектора будут характеризоваться наибольшим отклонением кривой, матричные – наименьшим, приближаясь к прямой линии.

Для количественной оценки степени влияния трещинной неоднородности по кривой Лоренца можно определить коэффициент Джини или коэффициент влияния трещин. Данный коэффициент равен отношению площади фигуры, ограниченной линией однородного коллектора и кривой Лоренца, к площади всего треугольника. Коэффициент влияния трещин может принимать значения от 0 (однородный коллектор) до 1. Чем выше значение данного коэффициента, тем в большей степени отражается влияние трещинной составляющей на накопленную добычу нефти, т.е. основной объем добываемой нефти приходится на отдельную группу скважин, вскрывающих трещины.

Согласно работе (Nelson, 2001), трещиноватые коллектора можно классифицировать по типам, используя следующие примерные диапазоны изменения коэффициента влияния трещин:

- 1 тип – более 0,7;
- 2 тип – 0,5–0,7;
- 3 тип – 0,2–0,5;
- 4 тип – менее 0,2.

Рассчитанные значения коэффициентов влияния трещиноватости по анализируемым объектам приводятся на рисунке 7 в скобках. Максимальные значения характерны для Центрального и Северного блоков месторождения БТ, составляя 0,63 и 0,59, соответственно. Для юго-восточного участка месторождения Дракон получено наименьшее значение коэффициента влияния трещин – 0,56.

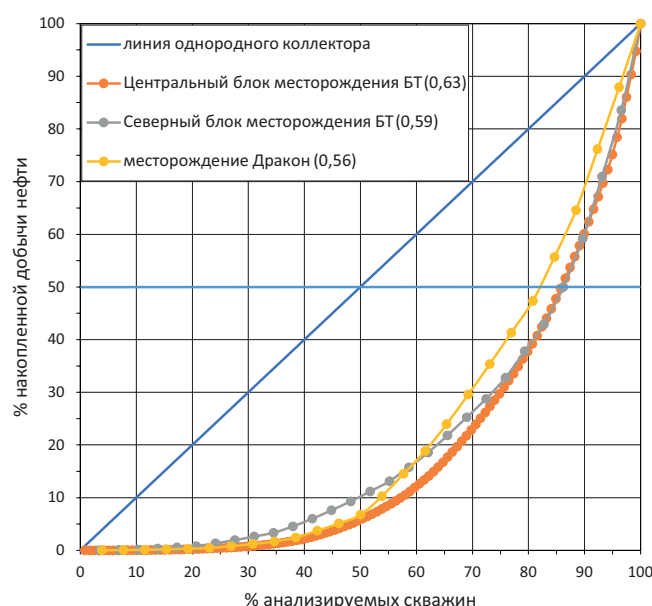


Рис. 7. Кривые Лоренца по анализируемым объектам, характеризующие степень неравномерности распределения накопленной добычи нефти по скважинам (в скобках указаны значения коэффициентов влияния трещин)

По рассчитанным значениям коэффициента влияния трещин трещиноватые коллектора анализируемых объектов, в первом приближении, можно отнести ко 2 типу, что противоречит выводам авторов ряда работ (Li et al., 2004; Lefranc et al., 2011), согласно которым породы фундамента соответствуют 1 типу коллектора. Такая неоднозначность в вопросах идентификации и типизации сложного пустотного пространства горных пород фундамента, не позволяющая уверенно их отнести к 1 или 2 типу, подразумевает существование смешанного типа трещиноватых коллекторов.

Заключение

По результатам исследований установлено значительное влияние распределения трещинных систем на показатели разработки фундамента месторождений Белый Тигр и Дракон. В зависимости от преобладания в объеме массива горных пород фундамента систем микро- или макротрещин, вскрываемых скважиной, определяется ее производительность. Соответственно, статистически группа скважин, вскрывшая уплотненные зоны и зоны с системами микротрещинами, будет характеризоваться худшей производительностью и смещать при анализе коллектор в сторону матричного. Система микротрещин и блоковая низкопроницаемая часть, проявляя свойства матрицы, не является ею в полной мере, поэтому эту часть коллектора можно назвать «псевдоматрицей». Т.е. при доминировании в разрезе макротрещин горные породы фундамента классифицируются трещиноватым коллектором 1 типа, но при преобладании в пустотном пространстве систем микротрещин («псевдоматрица») в отдельных его частях, могут проявлять свойства коллекторов по 2 типу. Дополнительным фактором, увеличивающим степень неоднородности трещиноватых коллекторов, является влияние процессов гидротермальной минерализации трещин кальцитом и нарушение взаимодействия систем трещин, в частности, на Северном блоке фундамента месторождения Белый Тигр.

В целом, на основе полученных выводов, по классификации Нельсона (Nelson, 2001) гранитоиды кристаллического фундамента на месторождении БТ, в зависимости от преобладания тех или иных трещинных систем, могут классифицированы по 1 и 2 типам, формируя смешанный тип трещиноватых коллекторов.

Финансирование

Работа выполнена с использованием Центра коллективного пользования Северо-Кавказского федерального университета при финансовой поддержке Минобрнауки России, уникальный идентификатор проекта RF----2296.61321X0029 (соглашение № 075-15-2021-687).

Литература

- Горшенев В.С., Соболев М.А., Вершовский В.Г., Иванов А.Н., Щекин А.И. (2008). Особенности разработки залежи нефти в фундаменте месторождения Белый Тигр. *Нефтяное хозяйство*, 6, с. 32–33.
- Каримов С.С., Иванов А.Н., Велиев М.М. (2014). Особенности проектирования и разработки нефтяной залежи фундамента юго-восточного участка месторождения Дракон. *Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов*, 2(96), с. 41–50.
- Нгуен Хью Б. (2013). Геофизические исследования скважин при изучении магматических коллекторов месторождения Белый Тигр. *Известия Томского политехнического университета*, 323(1), с. 27–33.

Поспелов В.В. (2005). Кристаллический фундамент: геолого-геофизические методы изучения коллекторского потенциала и нефтегазоносности. Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований; НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 260 с.

Тиаб Дж., Доналдсон Ч. Эрл (2009). Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов. Пер. с английского. М.: ООО «Преминум Инжиниринг», 868 с.

Тимурзиев А.И. (2010). Анализ трещинных систем осадочного чехла и фундамента месторождения Белый Тигр (Вьетнам). *Экспозиция нефть газ*, №5/Н (11), с. 11–20.

Тимурзиев А.И. (2011). Практические результаты изучения фильтрационной неоднородности трещинных коллекторов фундамента месторождения Белый Тигр. *Экспозиция нефть газ*, №2/Н (14), с. 33–40.

Чан Ле Д. (2008). Научные основы технологии разработки гранитоидных коллекторов нефти и газа. Автореф. дисс. Уфа: ИПТЭР, 47 с.

Шустер В.Л., Левянт В.Б., Элланский М.М. (2003). Нефтегазоносность фундамента (проблемы поиска и разведки месторождений углеводородов). М.: Техника, 176 с.

Aguilera R. (1995). Naturally fractured reservoirs. 2nd ed. Tulsa, Oklahoma: PennWell Publishing Company, 521 p.

Baker Richard O. and Frank Kuppe (2000). Reservoir Characterization for Naturally Fractured Reservoirs. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition* (SPE 63286), p. 12. <https://doi.org/10.2118/63286-MS>

Bratton T., Canh D.V., Que N. Van, Duc N.V., Gillespie P., Hunt D., Li B., Marcinev R., Ray S., Montaron B., Nelson R., Schoderbek D., Sonneland L. (2006). The nature of naturally fractured reservoirs. *Oilfield Review*, 18(2), pp. 4–23.

Kuchuk F., Denis Biryukov, Tony Fitzpatrick (2015). Fractured-Reservoir Modeling and Interpretation. *SPE Journal* (SPE 176030), 10, pp. 983–1004. <https://doi.org/10.2118/176030-PA>

Lefranc M., Farag Sherif, Li Bingjian. (2011). Reservoir Characterization for Fracture Distribution Prediction and New Well Target Identification. *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition* (SPE 145873), p. 13. <https://doi.org/10.2118/145873-MS>

Li B., Guttormsen Joel, Hoi Tran V., Duc Nguyen V. (2004). Reservoir Characterizing Permeability for the Fractured Basement Reservoirs. *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition* (SPE 88478), p. 11. <https://doi.org/10.2118/88478-MS>

Nelson Ronald A. (2001). Geologic analysis of naturally fractured reservoirs. 2nd ed. Gulf Prof. Publ., 352 p. <https://doi.org/10.1016/B978-088415317-7/50004-X>

Wayne M. (2011). Ahr Geology of carbonate reservoirs: the identification, description, and characterization of hydrocarbon reservoirs in carbonate rocks. John Wiley & Sons, Inc., p. 296.

Сведения об авторах

Александр Иванович Щекин – кандидат тех. наук; доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Северо-Кавказский федеральный университет

Россия, 355035, Ставрополь, пр. Кулакова, д. 16/1

Владимир Андреевич Васильев – кандидат тех. наук; профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Северо-Кавказский федеральный университет

Россия, 355035, Ставрополь, пр. Кулакова, д. 16/1

Александр Сергеевич Николайченко – старший преподаватель кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Северо-Кавказский федеральный университет

Россия, 355035, Ставрополь, пр. Кулакова, д. 16/1

Андрей Викторович Коломийцев – ассистент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Северо-Кавказский федеральный университет
Россия, 355035, Ставрополь, пр. Кулакова, д. 16/1
e-mail: Kolomichev94@mail.ru

Статья поступила в редакцию 08.10.2020;

Принята к публикации 19.04.2021; Опубликовано 30.09.2021

Field classification of fractured reservoirs of crystalline basement

A.I. Shchekin, V.A. Vasiliev, A.S. Nikolaychenko, A.V. Kolomiitsev*

North-Caucasus Federal University, Stavropol, Russian Federation

*Corresponding author: Andrey V. Kolomiitsev, e-mail: kolomiecev94@mail.ru

Abstract. Development of oil and gas deposits in fractured reservoirs entails certain risks due to peculiarities of geological structure. Classification and identification of fractures in reservoirs is of high-priority importance and makes it possible to assess the impact of both fractured systems and matrix blocks on field development parameters.

This article presents the results of statistical and qualitative analysis of the influence of fracture systems and fracture heterogeneity to classify reservoirs in crystalline basement granitoids using the example of the White Tiger (Bach Ho) and Dragon (Rong) fields located on the southern shelf of the South China Sea (Viet Nam). Field classification of fractured reservoirs is based on a well-marked difference in parameters between wells within a field, due to fracture heterogeneity. In order to solve the tasks set, construction and analysis of graphs of well performance parameters distribution (productivity, flow rates, accumulated indicators, etc.) as well as Lorenz curves were carried out. According to the results, all the objects under study are characterized by asymmetrical shape of distribution curves, which indicates a significant influence of fracturing.

Based on the calculated values of the fracture influence coefficient, it is found that fractured reservoirs in crystalline basement, as a first approximation, belong to type 2. This fact is inconsistent with the earlier works on crystalline basement, in which rocks are classified as reservoirs of type 1. Such contradiction is explained by the fact that the microfracture systems and the blocky low-permeability part exhibit matrix properties, but are not fully matrix. This part of the reservoir is proposed to be called a “pseudo-matrix”. If macrocracks dominate in the section, the basement rocks are identified as type 1 fractured reservoirs, but if microfracture systems (“pseudo-matrix”) dominate in some parts of the void space, they may show the properties of type 2 reservoirs forming a mixed type of fractured reservoirs.

Keywords: crystalline basement, granitoids, fractured reservoirs, classification of fractured reservoirs, fracture influence coefficient, Lorenz curve

Acknowledgements

This work was carried out using the North Caucasus Federal University Collaborative Use Centre with the financial support of the Russian Ministry of Education and Science, unique project identifier RF----2296.61321X0029 (Agreement No. 075-15-2021-687).

Recommended citation: Shchekin A.I., Vasiliev V.A., Nikolaychenko A.S., Kolomiitsev A.V. (2021). Field classification of fractured reservoirs of crystalline basement. *Georesursy = Georesources*, 23(3), pp. 90–98. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.3.12>

References

- Aguilera R. (1995). Naturally fractured reservoirs. 2nd ed. Tulsa, Oklahoma: PennWell Publ., 521 p.
- Baker Richard O. and Frank Kuppe (2000). Reservoir Characterization for Naturally Fractured Reservoirs. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition* (SPE 63286), p. 12. <https://doi.org/10.2118/63286-MS>
- Bratton T., Canh D.V., Que N. Van, Duc N.V., Gillespie P., Hunt D., Li B., Marcinev R., Ray S., Montaron B., Nelson R., Schoderbek D., Sonneland L. (2006). The nature of naturally fractured reservoirs. *Oilfield Review*, 18(2), pp. 4–23.
- Chang Le D. (2008). Scientific foundations of technology for the development of granitoid oil and gas reservoirs. Avtoref. Sci. Diss. Ufa: IPTER, 47 p. (In Russ.)
- Gorshenev V.S., Sobolev M.A., Vershovskiy V.G., Ivanov A.N., Shchekin

A.I. (2008). Peculiarities of oil reservoir development in the basement of the White Tiger field. *Nefyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 6, pp. 32–33. (In Russ.)

Karimov S.S., Ivanov A.N., Veliev M.M. (2014). Peculiarities of design and development of the basement oil deposit in the south-eastern section of the Dragon field. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefi i nefteproduktov*, 2(96), pp. 41–50. (In Russ.)

Kuchuk F., Denis Biryukov, Tony Fitzpatrick (2015). Fractured-Reservoir Modeling and Interpretation. *SPE Journal* (SPE 176030), 10, pp. 983–1004. <https://doi.org/10.2118/176030-PA>

Lefranc M., Farag Sherif, Li Bingjian. (2011). Reservoir Characterization for Fracture Distribution Prediction and New Well Target Identification. *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition* (SPE 145873), p. 13. <https://doi.org/10.2118/145873-MS>

Li B., Guttormsen Joel, Hoi Tran V., Duc Nguyen V. (2004). Reservoir Characterizing Permeability for the Fractured Basement Reservoirs. *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition* (SPE 88478), p. 11. <https://doi.org/10.2118/88478-MS>

Nelson Ronald A. (2001). Geologic analysis of naturally fractured reservoirs. 2nd ed. Gulf Prof. Publ., p. 352. <https://doi.org/10.1016/B978-088415317-7/50004-X>

Nguyen H.B. (2013). Geophysical well surveys during the study of magmatic reservoirs of the White Tiger field. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta = Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 323(1), pp. 27–33. (In Russ.)

Pospelov V.V. (2005). Crystalline basement: geological and geophysical methods for study of reservoir potential and oil and gas bearing capacity. Moscow-Izhevsk: Institut komp'yuternykh issledovaniy; NITs «Regulyarnaya i khaoticheskaya dinamika», 260 p. (In Russ.)

Shuster V.L., Levyant V.B., Ellanskiy M.M. (2003). Oil and gas bearing capacity of the crystalline basement (problems of search and exploration of hydrocarbon deposits). Moscow: Tekhnika, 176 p. (In Russ.)

Tiab Dj., Donaldson E.C. (2016). Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties. <https://doi.org/10.1016/C2014-0-03707-0>

Timurziev A.I. (2010). Analysis of fracture systems of sedimentary cover and basement of White Tiger field (Viet Nam). *Ekspozitsiya nefi' gaz*, 5/N (11), pp. 11–20. (In Russ.)

Timurziev A.I. (2011). ractical results of studying filtration heterogeneity of fractured basement reservoirs of the White Tiger field. *Ekspozitsiya nefi' gaz*, 2/N (14), pp. 33–40. (In Russ.)

Wayne M. (2011). Ahr Geology of carbonate reservoirs: the identification, description, and characterization of hydrocarbon reservoirs in carbonate rocks. John Wiley & Sons, Inc., p. 296.

About the Authors

Alexander I. Shchekin – PhD (Engineering), Associate Professor, Department of Oil and Gas Field Development and Operation, North-Caucasus Federal University

16/1 Kulakov Av., Stavropol, 355035, Russian Federation

Vladimir A. Vasiliev – PhD (Engineering), Professor, Department of Oil and Gas Field Development and Operation, North-Caucasus Federal University

16/1 Kulakov Av., Stavropol, 355035, Russian Federation

Alexander S. Nikolaychenko – Senior Lecturer, Department of Oil and Gas Field Development and Operation, North-Caucasus Federal University

16/1 Kulakov Av., Stavropol, 355035, Russian Federation

Andrey V. Kolomiitsev – Research Assistant, Department of Oil and Gas Field Development and Operation, North-Caucasus Federal University

16/1 Kulakov Av., Stavropol, 355035, Russian Federation

Manuscript received 8 October 2020;

Accepted 20 April 2021; Published 30 September 2021