

Распространение трещинных коллекторов на Чаяндинском месторождении (Восточная Сибирь)

В.С. Жуков^{1*}, В.В. Моторыгин²

¹Институт физики Земли имени О.Ю. Шмидта РАН, Москва, Россия

²Филиал «Апрелевское отделение ВНИГНИ» ФГБУ ВНИГНИ, Московская область, Апрелевка, Россия

Рассмотрены результаты лабораторных исследований почти 1300 образцов из 50 скважин коллекторов трех продуктивных терригенных горизонтов Чаяндинского месторождения, представленных песчаниками и алевролитами. Межзерновая и трещинная компоненты в основном составляют структуру пористости коллекторов. Их величины влияют на основные параметры горных пород, включая фильтрационно-емкостные свойства коллекторов. Пространственное распространение межзерновой и трещинной компонент пористости коллекторов влияет на освоение и разработку залежей нефти и газа и определяет актуальность данного исследования. Величины трещинной и межзерновой компонент пористости определялись по авторской методике с применением данных об открытой пористости и скорости распространения упругих волн в образцах горных пород и минеральном скелете этих образцов при моделировании пластовых условий.

Выявлено мозаичное площадное распределение величины трещинной пористости, обусловленное длительной геолого-тектонической историей развития площади. Выделены зоны повышенной трещинной пористости до 0,7–0,8 % (абсолютных процентов пористости) на севере и в центре западной части площади месторождения и зоны с минимальными значениями трещинной пористости менее 0,2–0,3 % в восточной части месторождения. Результаты лабораторных исследований керна показали наличие в коллекторах трещинной пористости до 1,26 %. Данные о величине и распространении трещинных коллекторов по площади Чаяндинского месторождения могут быть использованы при уточнении проекта его разработки.

Ключевые слова: горная порода, трещинная пористость, межзерновая пористость, скорость продольной волны, керн, скважина, площадное распределение

Для цитирования: Жуков В.С., Моторыгин В.В. (2022). Распространение трещинных коллекторов на Чаяндинском месторождении. *Георесурсы*, 24(3), с. 84–89. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.7>

Введение

Структура пористости коллекторов, включающая в себя межзерновую и трещинную компоненты, является одним из основных параметров горных пород, определяющих процессы освоения и разработки месторождений углеводородов (УВ). Породы-коллекторы нефти и газа можно разделить на две большие группы: межгранулярные (поровые) и трещинные (Жуков, Моторыгин, 2017а, 2017б; Жуков и др., 2018). Основное их различие заключается в том, что емкость и фильтрационные свойства межгранулярных коллекторов (чаще всего песчаников) определяются в основном структурой порового пространства, тогда как в трещинных коллекторах фильтрация нефти и газа происходит в основном по трещинам

Необходимость определения распространенности трещинных коллекторов и влияние фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов и их изменений на процессы освоения и разработки залежей УВ, особенно на режимах истощения, определяет актуальность их исследования. Учет трещинной пористости позволяет адекватно оценивать уровень геодинамических последствий (просадки поверхности, активизация разломов)

и длительной разработки месторождений (Жуков и др., 2002; Кузьмин, 2002; 2018; 2021; Щекин и др., 2021). Рассмотрено распределение различных видов пористости (межзерновой и трещинной) на примере коллекторов вендского возраста Чаяндинского месторождения.

Объект и методы исследования

В качестве объекта исследований было выбрано крупное нефтегазоконденсатное Чаяндинское месторождение, расположенное в Восточной Сибири (рис. 1) вблизи газопровода «Сила Сибири».

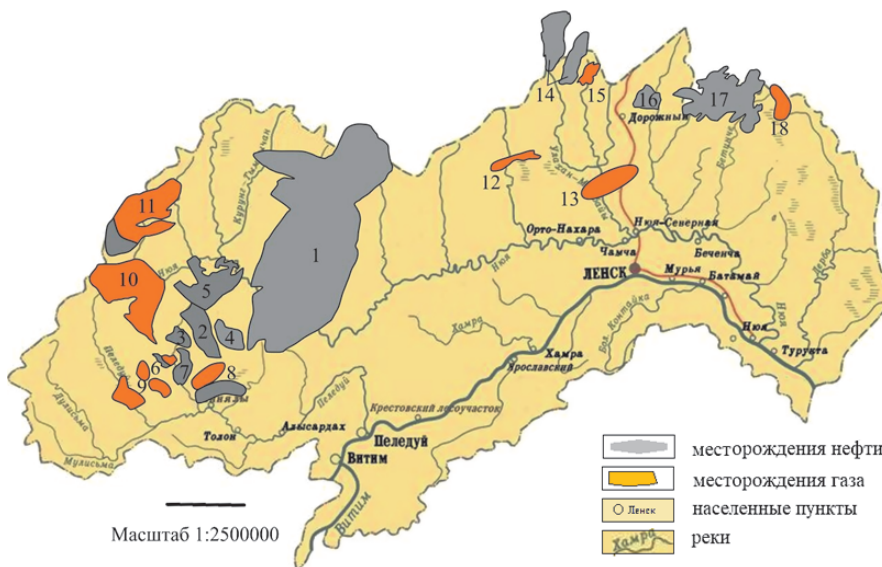
Исходным материалом послужили результаты лабораторных исследований почти 1300 образцов из 50 скважин коллекторов ботубинского, хамакинского и талахского горизонтов, представленных кварцевыми и кварц-полевошпатовыми песчаниками с прослоями гравелитов, алевролитов и аргиллитов в основном с глинистым цементом и наличием трещин, имевшими открытую пористость в атмосферных условиях от 1,60 до 24,3 % (Рыжов, 2013; Крючков, Пензин, 2016).

Наиболее известные и широко распространенные методики оценки трещинной пористости горных пород (Жуков, Моторыгин, 2016; Жуков и др., 2018) делятся на лабораторные (Багринцева, 1982; Багринцева, Чилингар, 2007; Гмид и др., 2009) и по комплексу методов геофизических исследований скважин – на основе методов ПС, КС, акустического каротажа (Боярчук и др., 1991), радиоактивного каротажа, по микрозондам, кавернометрии. В данной

* Ответственный автор: Виталий Семенович Жуков
e-mail: zhukov@ifz.ru

© 2022 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)



1	Чаяндинское	10	Верхнепеледуйское
2	Талаканское (центральный блок)	11	Тымпучиканское
3	Талаканское (Таранский блок)	12	Хостого-Мурбайское
4	Талаканское (восточный блок)	13	Отраднинское
5	Северо-Талаканское	14	Тас-Юряхское
6	Алинское	15	Бесюряхское
7	Восточно-Алинское	16	Иктехское
8	Южно-Талаканское	17	Верхневиллючанское
9	Пеледуйское	18	Вилуйско-Джербинское

Рис. 1. Схема расположения Чаяндинского месторождения

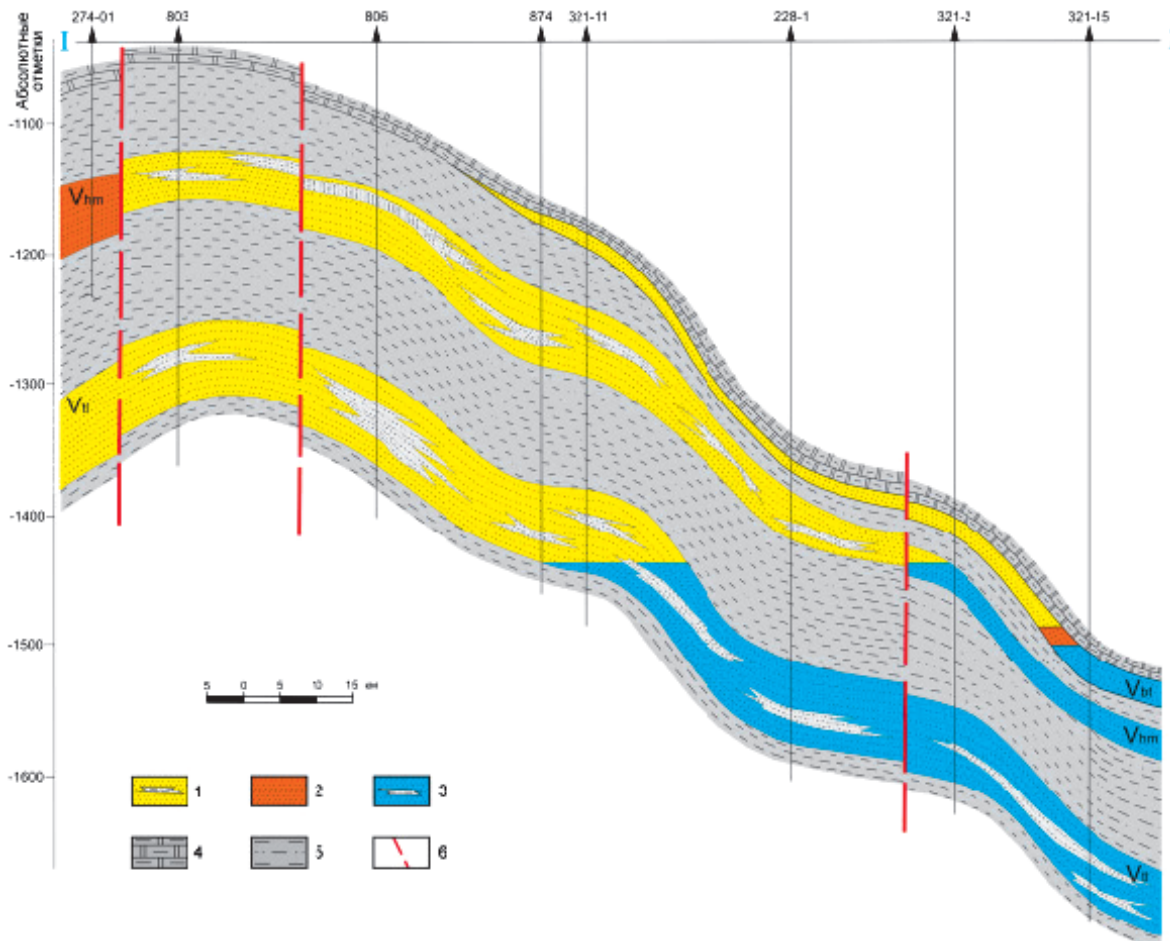


Рис. 2. Схематический профильный разрез продуктивных горизонтов Чаяндинского месторождения по (Крючков и др., 2012) по линии север-юг: 1 – песчаники газонасыщенные с прослоями и линзами глинистых алевролитов; 2 – песчаники нефтенасыщенные с прослоями и линзами глинистых алевролитов; 3 – песчаники водонасыщенные с прослоями и линзами глинистых алевролитов; 4 – аргиллиты; 5 – глинистые доломиты; 6 – тектонические разломы Vbt Vtm Vtl – отложения вендского возраста (V), соответственно, ботубинского (Vbt), хамакинского (Vtm) и талахского (Vtl) горизонтов

работе приведены результаты определения трещинной пористости горных пород по данным о скорости упругих волн (Жуков, 2012, 2014; Жуков и др., 2018; Жуков, Моторыгин, 2016). Определение трещинной пористости проводилось при моделировании пластовых условий в соответствии с (Жуков, Люгай, 2016) по методике (Жуков 2012, 2014; Жуков, Кузьмин, 2020), использующей значения открытой пористости и скоростей распространения упругих волн в образцах горных пород и минеральном скелете этих образцов.

Залежи углеводородов на месторождении приурочены к продуктивным терригенным горизонтам вендского возраста, залегающим на глубине 1420–2020 метров (Крекнин и др., 2016; Крючков, Пензин, 2016) (рис. 2).

На территории месторождения имеются несколько основных тектонических блоков, разделенных тектоническими нарушениями. Внутри основных блоков выделены более мелкие нарушения, которые дробят месторождение на

большое количество залежей, размещённых в ловушках неантиклинального типа.

Результаты и обсуждение

Распределение различных видов пористости (межзерновой $K_{п\text{ мз}}$ и трещинной $K_{п\text{ тр}}$) коллекторов вендского возраста Чайядинского месторождения определялось по каждой из разведочных скважин (табл. 1).

Анализ данных, приведенных в таблице 1, показал, что для исследованных 264 образцов ботубинского горизонта величина трещинной пористости изменяется от 0,0 до 0,910 %, составляя в среднем 0,399 %, доля трещинной пористости в открытой пористости при этом изменяется от 0,0 до 74,6 %, а в среднем составляет 6,38 %. В хамакинском горизонте исследовано 604 образца, у которых величина трещинной пористости изменяется от 0,0 до

1,259 %, составляя в среднем 0,369 %; доля трещинной пористости при этом изменяется от 0,0 до 47,2 %, составляя в среднем 7,25 %. В талахском горизонте исследовано 426 образцов, величина трещинной пористости которых изменяется от 0,0 до 1,134 %, составляя в среднем 0,464 %; доля трещинной пористости при этом изменяется от 0,0 до 90,2 %, составляя в среднем 6,30 %.

Результаты проведенных исследований показали наличие значительного количества трещин, объем пустотного пространства которых достигает 1,259 абсолютных процентов пористости в пластовых условиях. Доля трещинной пористости в составе открытой пористости достигает в некоторых образцах 90,2 %, а в среднем по всем трем продуктивным коллекторам Чайядинского месторождения составляет 9,17 %. Для каждого из трех продуктивных горизонтов построены схемы площадного

Ботубинский горизонт					Хамакинский горизонт					Талахский горизонт				
Номер скв.	Кол-во обр.	$K_{п\text{ тр}} \text{ ср, \%}$	$K_{п\text{ мз ср, \%}}$	Доля $K_{п\text{ тр}} \text{ отн. \%}$	Номер скв.	Кол-во обр.	$K_{п\text{ тр}} \text{ ср, \%}$	$K_{п\text{ мз ср, \%}}$	Доля $K_{п\text{ тр}} \text{ отн. \%}$	Номер скв.	Кол-во обр.	$K_{п\text{ тр}} \text{ ср, \%}$	$K_{п\text{ мз ср, \%}}$	Доля $K_{п\text{ тр}} \text{ отн. \%}$
XX-00	16	0.351	13.4	2.83	XX-03	13	0.553	8.93	8.03	XX-04	7	0.436	7.26	8.33
XX-01	33	0.438	9.53	10.1	XX-04	7	0.801	2.24	29.4	XX-05	15	0.689	5.52	13.2
XX-02	20	0.288	11.9	3.25	XX-05	2	0.728	6.46	10.2	XX-06	12	0.383	8.84	4.65
XX-03	18	0.408	15.8	2.83	XX-06	2	0.780	3.32	21.5	XX-07	17	0.565	11.9	4.90
XX-04	5	0.531	9.46	9.17	XX-07	28	0.716	7.09	13.8	XX-09	15	0.298	8.62	7.90
XX-05	9	0.715	3.65	27.0	XX-09	13	0.209	11.7	4.90	XX-10	8	0.356	9.01	3.86
XX-06	1	0.312	3.35	8.51	XX-10	13	0.392	8.07	9.84	XX-11	15	0.595	5.53	12.6
XX-07	11	0.506	15.1	3.84	XX-11	12	0.381	7.07	9.05	XX-12	30	0.704	8.63	7.94
XX-10	4	0.674	1.06	40.4	XX-12	30	0.427	8.22	7.56	XX-13	26	0.448	9.41	5.06
XX-11	2	0.530	2.75	20.3	XX-13	8	0.377	6.22	7.51	XX-14	12	0.383	10.8	3.51
XX-12	18	0.578	6.98	9.24	XX-14	12	0.174	11.6	1.88	XX-15	26	0.574	9.76	5.99
XX-19	5	0.397	11.8	4.99	XX-15	22	0.744	8.20	8.73	XX-16	14	0.372	7.18	5.53
XX-27	3	0.485	8.25	10.2	XX-16	16	0.363	1.57	23.0	XX-17	23	0.501	8.49	5.78
XX-37	3	0.324	12.7	2.49	XX-17	8	0.418	6.07	7.10	XX-20	10	0.337	12.3	2.80
XX-38	6	0.599	3.93	19.4	XX-18	29	0.229	8.69	2.84	XX-23	7	0.329	11.9	2.74
XX-39	4	0.181	14.1	1.30	XX-19	14	0.514	2.63	17.4	XX-27	7	0.477	5.39	11.5
XX-40	5	0.417	11.2	4.77	XX-20	8	0.331	8.33	5.69	XX-30	6	0.427	6.62	6.27
XX-41	2	0.135	14.7	0.999	XX-21	13	0.349	5.73	8.13	XX-31	24	0.404	9.29	4.28
XX-45	5	0.421	6.67	11.3	XX-22	22	0.389	8.76	4.52	XX-32	5	0.506	6.03	9.31
XX-46	3	0.642	13.64	4.68	XX-23	8	0.125	13.5	1.80	XX-33	14	0.528	7.41	7.06
XX-51	3	0.245	11.85	2.11	XX-24	25	0.337	7.70	7.44	XX-34	12	0.552	7.08	7.62
XX-61	43	0.341	14.74	2.38	XX-25	24	0.346	9.52	3.84	XX-36	2	0.470	9.15	4.87
XX-62	45	0.278	14.78	2.23	XX-26	6	0.389	2.67	15.3	XX-37	20	0.465	11.1	4.76
					XX-27	7	0.427	6.89	8.22	XX-38	22	0.439	9.06	6.00
					XX-28	22	0.178	11.1	1.64	XX-42	17	0.576	8.23	11.8
					XX-29	25	0.352	7.82	4.68	XX-45	28	0.182	10.6	2.59
					XX-30	12	0.459	5.12	10.3	XX-49	2	0.492	7.19	6.56
					XX-31	10	0.332	8.03	4.19	XX-50	13	0.532	8.22	6.24
					XX-32	15	0.431	5.96	9.99	XX-51	13	0.248	11.2	4.17
					XX-33	4	0.409	3.70	10.7	XX-52	4	0.297	10.8	2.63
					XX-34	12	0.312	3.76	10.4					
					XX-35	29	0.225	9.67	2.62					
					XX-36	20	0.239	10.1	2.38					
					XX-37	13	0.377	9.64	6.51					
					XX-42	10	0.605	2.75	20.0					
					XX-46	3	0.581	7.52	8.02					
					XX-49	15	0.225	8.10	3.31					
					XX-50	11	0.543	5.46	11.7					
					XX-51	14	0.132	13.9	0.98					
					XX-52	27	0.167	12.4	1.93					
					XX-53	20	0.269	9.17	3.13					

Табл. 1. Результаты определения средних величин трещинной ($K_{п\text{ тр ср}}$) и межзерновой ($K_{п\text{ мз ср}}$) пористости на образцах керна ботубинского, замакинского и талахского горизонтов по скважинам Чайядинского месторождения

распределения коллекторов с повышенной трещинной пористостью по данным исследований керна разведочных скважин (рис. 3–5).

По *ботубинскому* горизонту (рис. 3) максимальные величины трещинной пористости отмечаются в северо-западной и юго-западной частях площади, достигая величины 0,7 абсолютных процентов пористости. Распределение трещинной пористости по площади имеет мозаичный характер, минимальные значения имеют величину порядка 0,2 %.

В *хамакинском* горизонте (рис. 4) максимальные величины трещинной пористости отмечаются также в северо-западной и юго-западной частях (ближе к центральной части) площади месторождения, достигая величины 0,8 абсолютных процентов пористости. Распределение трещинной пористости по площади имеет мозаичный характер, минимальные значения имеют величину порядка 0,2 % в восточной части площади.

Трещинная пористость в *талахском* горизонте (рис. 5) также имеет мозаичный характер распределения по площади. Максимальные величины трещинной пористости отмечаются в северо-западной (ближе к центральной) и в южной (ближе к центральной) частях площади, достигая 0,7 %; минимальные величины на уровне 0,2–0,3 % распределены по площади неупорядоченно.

В целом, выделяются несколько зон повышенных значений трещинной пористости – до 0,7–0,8 абсолютных процентов пористости на севере и в центре западной части площади месторождения. Области с минимальными значениями трещинной пористости, не превышающими 0,2–0,3 абсолютных процентов пористости, преобладают в восточной части месторождения. Длительная геологическая

и тектоническая история развития площади, во время которой происходило несколько периодов активизации и затишья тектонической активности (Крючков и др., 2012;

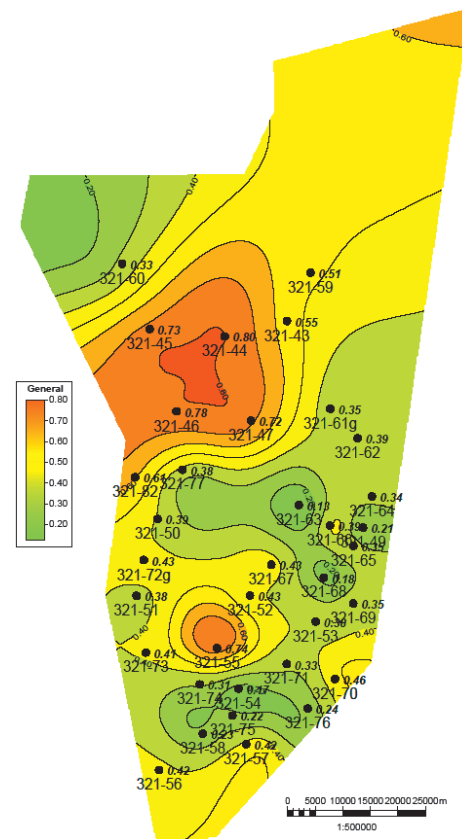


Рис. 4. Схема распространения трещинных коллекторов в хамакинском горизонте

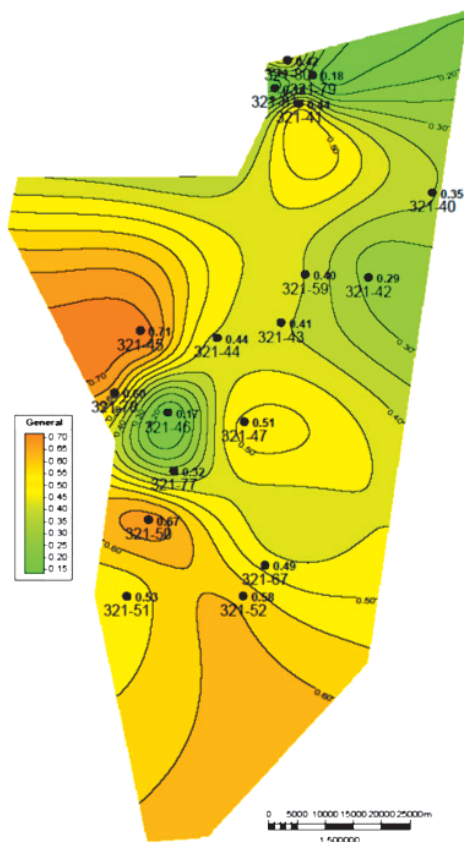


Рис. 3. Схема распространения трещинных коллекторов в ботубинском горизонте

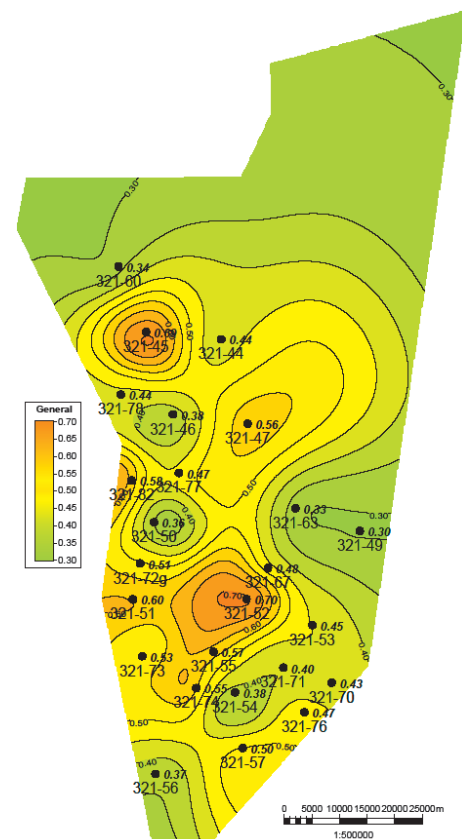


Рис. 5. Схема распространения трещинных коллекторов в талахском горизонте

Крекнин и др., 2016), обусловила мозаичное площадное распределение величины трещинной пористости. В дальнейшем, по мере накопления информации, авторы считают необходимым провести анализ распределения трещинной пористости в сопоставлении с различными периодами тектонического развития региона.

Заключение

Статья посвящена оценке площадного распространения трещинной и межзерновой пористости по данным около 1300 образцов керна терригенных коллекторов из 50 скважин трех продуктивных горизонтов Чаяндинского месторождения. Величины трещинной и межзерновой компонент пористости были получены по данным об открытой пористости и скорости распространения упругих волн в образцах горных пород и минеральном скелете этих образцов при моделировании пластовых условий. Анализ результатов исследований керна свидетельствует о диапазоне изменения трещинной пористости исследованных образцов от 0,00 % до максимальной величины 1,26 % (абсолютных процентов). Показано, что площадное распределение трещинной пористости имеет мозаичный характер. Имеются участки трещинной пористости, повышенной до 0,7–0,8 % на севере и в центре западной части площади месторождения, а также участки в восточной части месторождения с трещинной пористостью менее 0,2–0,3 %. Авторы предположили, что такое распределение обусловлено длительной геологической и тектонической историей развития площади месторождения. Данные о величине и распространении трещинных коллекторов, влияющих на фильтрационно-емкостные свойства коллекторов по площади Чаяндинского месторождения, могут быть использованы при уточнении проекта его разработки, учитывая, что при увеличении эффективного давления существенно снижается проницаемость по трещинам.

Благодарности

Авторы выражают признательность сотрудникам лаборатории комплексных исследований керна ООО «Газпром ВНИИГАЗ» за содействие при проведении экспериментальных исследований керна Чаяндинского месторождения, а также большую благодарность анонимным рецензентам за ценные замечания и предложения, которые способствовали улучшению работы.

Литература

- Багринцева К.И. (1982). Трещиноватость осадочных пород. М: Недр, 256 с.
- Багринцева К.И., Чилингар Г.В. (2007). Роль трещин в развитии сложных типов коллекторов и фильтрации флюидов в природных резервуарах. *Геология нефти и газа*, 5, с. 28–37.
- Боярчук А.Ф., Шнурман Г.А., Багов Л.С. (1991). Способ определения трещинной пористости пород. Патент РФ № 2012021.
- Гмид Л.П., Белоновская Л.Г., Шибина Т.Д., Окнова Н.С., Ивановская А.В. (2009). Методическое руководство по литолого-петрографическому и петрохимическому изучению осадочных пород-коллекторов. Под ред. А.М. Жаркова. СПб: ВНИГРИ, 160 с.
- Жуков В.С. (2012). Оценка трещиноватости коллекторов по скорости распространения упругих волн. *Вести газовой науки*, 1(9), с. 148–152.

Жуков В.С. (2014). Способ определения трещинной пористости. Патент РФ №2516392.

Жуков В.С., Кузьмин Ю.О. (2020). Экспериментальные исследования влияния трещиноватости горных пород и модельных материалов на скорость распространения продольной волны. *Физика Земли*, 4, с. 39–50. DOI 10.31857/S0002333720040109.

Жуков В.С., Кузьмин Ю.О., Полоудин Г.А. (2002). Оценка процессов проседания земной поверхности при разработке газовых месторождений (на примере Северо-Ставропольского месторождения). *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 7, с. 54–57.

Жуков В.С., Люгай Д.В. (2016). Определение фильтрационно-емкостных и упругих свойств и электрических параметров образцов горных пород при моделировании пластовых условий. М: ООО «Газпром ВНИИГАЗ», РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 56 с.

Жуков В.С., Моторыгин В.В. (2016). Влияние различных видов пористости на фильтрационно-емкостные свойства коллекторов (на примере Чаяндинского месторождения). *Вести газовой науки*, 1 (25), с. 63–67.

Жуков В.С., Моторыгин В.В. (2017а). Анализ некоторых способов оценки трещинной пористости. *Вести газовой науки*, 3(31), с. 207–215

Жуков В.С., Моторыгин В.В. (2017б). Трещинная пустотность горных пород: определение, оценка влияния на фильтрационно-емкостные свойства. *Сб. трудов Межд. научно-практ. конф.: Новые идеи в геологии нефти и газа – 2017*. М: Перо, с. 107–111.

Жуков В.С., Рассохин С.Г., Моторыгин В.В. (2018). Трещины: их вклад в общий объём пустотного пространства и его изменения с ростом эффективного давления в пласте. *Наука и техника в газовой промышленности*, 3(75), с. 49–58.

Крючков В.Е., Медведев А.Г., Извеков И.Б. (2012). Литолого-фациальные и геодинамические условия формирования вендских отложений Чаяндинского месторождения. *Вести газовой науки*, 1(9), с. 202–207.

Крючков В.Е., Пензин А.А. (2016). Перспективы увеличения разведанных запасов углеводородов Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения. *Вести газовой науки*, 1(25), с. 34–39.

Крекнин С.Г., Погрецкий А.В., Крылов Д.Н., Трухин В.Ю., Ситдилов Н.Р. (2016). Современная геолого-геофизическая модель Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения. *Геология нефти и газа*, 2, с. 44–55.

Кузьмин Ю.О. (2002). Современная аномальная геодинамика недр, индуцированная малыми природно-техногенными воздействиями. *Горный информационно-аналитический бюллетень*, 9, с. 48–54.

Кузьмин Ю.О. (2018). Современная геодинамика раздвиговых разломов. *Физика Земли*, 6, с. 87–105. DOI: 10.1134/S000233371806008X.

Кузьмин Ю.О. (2021). Деформационные последствия разработки месторождений нефти и газа. *Геофизические процессы и биосфера*, 4, с. 103–121. DOI: 10.21455/GPB2021.4-7.

Рыжов А.Е. (2013). Типы и свойства терригенных коллекторов венда Чаяндинского месторождения. *Вести газовой науки*, 1(12), с. 145–160.

Щекин А.И., Васильев В.А., Николайченко А.С., Коломийцев А.В. (2021). Промысловая классификация трещиноватых коллекторов кристаллического фундамента. *Георесурсы*, 3, с. 90–98. DOI 10.18599/grs.2021.3.12

Сведения об авторах

Виталий Семенович Жуков – доктор тех. наук, старший научный сотрудник, доцент, главный научный сотрудник лаборатории 201, Институт физики Земли имени О.Ю. Шмидта РАН

Россия, 123242, Москва, ул. Большая Грузинская, д.10, стр.1

Владимир Владимирович Моторыгин – научный сотрудник лаборатории петрофизики, Филиал «Апрелевское отделение ВНИГНИ» ФГБУ ВНИГНИ

Россия, 143360, Московская область, Апрелевка, ул. 1-я Кетрица д.1

Статья поступила в редакцию 29.04.2022;
Принята к публикации 05.07.2022; Опубликовано 30.09.2022

Distribution of fractured reservoirs in the Chayanda field (Eastern Siberia)

V.S. Zhukov^{1*}, V.V. Motorygin²

¹Schmidt Institute of Physics of the Earth of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

²Branch «Aprelevskoye Branch of VNIGNI», VNIGNI, Moscow Region, Aprelevka, Russian Federation

*Corresponding author: Vitaly S. Zhukov, e-mail zhukov@ifz.ru

Abstract. The results of laboratory studies of nearly 1,300 samples from 50 wells of reservoirs of three productive terrigenous horizons represented by sandstones and siltstones are considered. Intergranular and fractured components mainly make up the porosity structure of reservoirs and their values influence the main parameters of rocks, including filtration-capacitive properties of reservoirs, and determine the processes of hydrocarbon field development. The spatial distribution of the intergranular and fractured components of reservoir porosity affects the development and exploitation of oil and gas reservoirs and determines the relevance of this study. The values of the fracture and intergranular component of porosity were determined by the author's method using data on open porosity and the rate of elastic wave propagation in rock samples and the mineral skeleton of these samples during the simulation of reservoir conditions. A mosaic area distribution of fractured porosity values, caused by a long geological and tectonic history of the area development, was revealed. We identified zones of increased fractured porosity up to 0.7–0.8 % (percent absolute porosity) in the north and center of the western part of the field, and zones with minimum fractured porosity values of less than 0.2–0.3 % in the eastern part of the field. Results of laboratory core studies showed the presence of fractured porosity in reservoirs up to 1.26 %. The data on the size and distribution of fractured reservoirs across the Chayanda field area may be used to refine the field development project.

Keywords: rock, fractured porosity, intergranular porosity, longitudinal wave velocity, core, well, area distribution

Acknowledgements

The authors express their deep gratitude to the staff of the Laboratory of Integrated Core Studies of Gazprom VNIIGAZ LLC for their assistance in conducting experimental studies of the Chayanda field core, as well as great appreciation to the anonymous reviewers for valuable comments and suggestions that helped to improve the paper.

Recommended citation: Zhukov V.S., Motorygin V.V. (2022) Distribution of fractured reservoirs in the Chayanda field (Eastern Siberia). *Georesursy = Georesources*, 24(3), pp. 84–89. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.7>

References

- Bagrintseva, K.I. (1982). Cracking of sedimentary rocks. Moscow: Nedra, 256 c. (In Russ.)
- Bagrintseva K.I., Chilingar G.V. (2007). The role of fractures in the development of complex reservoir types and fluid seepage in natural reservoirs. *Geologiya nefi i gaza = Russian Oil and Gas Geology*, 5, pp. 28-37. (In Russ.)
- Boyarchuk A.F., Shnurman G.A., Bagov L.S. (1991). Method for Determination of Fractured Porosity of Rocks. Patent of the Russian Federation No. 2012021. Patent holder: Boyarchuk A.F. (In Russ.)
- Gmid L.P., Belonovskaya L.G., Shibina T.D., Oknova N.S., Ivanovskaya A.V. (2009). Methodological guide for lithologic-petrographic and petrochemical study of sedimentary reservoir rocks. Ed. A.M. Zharkov. St.Petersburg: VNIGRI, 160 c. (In Russ.)
- Kryuchkov V.E., Medvedev A.G., Izvekov I.B. (2012). Lithological-facial and geodynamic conditions of formation of Vendian deposits of the Chayanda field. *Vesti gazovoy nauki*, 1(9), pp. 202-207. (In Russ.)
- Kryuchkov V.E., Penzin A.A. (2016). Prospects for increasing the explored hydrocarbon reserves of the Chayanda oil and gas condensate field. *Vesti gazovoy nauki*, 1(25), pp. 34-39. (In Russ.)

Kreknin S.G., Pogretsky A.V., Krylov D.N., Trukhin V.Y., Sitdikov N.R. (2016). Modern geological and geophysical model of the Chayanda oil and gas condensate field. *Geologiya nefi i gaza = Russian Oil and Gas Geology*, 2, pp. 44-55. (In Russ.)

Kuzmin Yu.O. (2002). Modern anomalous geodynamics of the bowels induced by small natural-technogenic impacts. *Mining informational and analytical bulletin*, 9, pp. 48-54. (In Russ.)

Kuzmin, Yu.O. (2018). Recent Geodynamics of Tensile Faults. *Izvestiya. Physics of the Solid Earth*, 6, pp. 886-903. DOI: 10.1134/S000233371806008X

Kuzmin, Yu.O. (2021). Deformation consequences of oil and gas field development. *Izvestiya. Atmospheric and Oceanic Physics*, 57(11), pp. 1479-1497. DOI: 10.1134/S0001433821110062

Ryzhov A.E. (2013). Types and properties of terrigenous Vendian reservoirs of the Chayanda field. *Vesti gazovoy nauki*, 1(12), pp. 145-160. (In Russ.)

Shchekin A.I., Vasiliev V.A., Nikolaychenko A.S., Kolomaitsev A.V. (2021). Prospective classification of fractured reservoirs of the crystalline basement. *Georesursy = Georesources*, 23(3), pp. 90-98. DOI: 10.18599/grs.2021.3.12

Zhukov V.S. (2012). Assessment of reservoir fracturing by elastic wave propagation velocity. *Vesti gazovoy nauki*, 1(9), pp. 148-152. (In Russ.)

Zhukov V.S. (2014). Method of determination of fractured porosity. Patent of the Russian Federation No. 2516392. Patent holder: Gazprom VNIIGAZ LLC.

Zhukov, V.S. Kuzmin, Yu.O. (2020). The Influence of Fracturing of the Rocks and Model Materials on P-wave Propagation Velocity: Experimental Studies. *Izvestiya. Physics of the Solid Earth*, 56(4), pp. 470-480. DOI 10.31857/S0002333720040109

Zhukov V.S., Kuzmin Yu.O., Poludin G.A. (2002). Evaluation of earth surface subsidence processes during development of gas fields (by the example of the North Stavropol field). *Geologiya, geofizika i razrabotka nefyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 7, pp. 54-57. (In Russ.)

Zhukov V.S., Lyugai D.V. (2016a). Determination of filtration-capacitive and elastic properties and electrical parameters of rock samples in the simulation of reservoir conditions. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 56 p. (In Russ.)

Zhukov V.S., Motorygin V.V. (2016b). Influence of different types of porosity on filtration-capacitive properties of reservoirs (by the example of the Chayanda field). *Vesti gazovoy nauki*, 1(25), pp. 63-67. (In Russ.)

Zhukov V.S., Motorygin V.V. (2017a). Analysis of some ways to assess fractured porosity. *Vesti gazovoy nauki*, 3(31), pp. 207-215. (In Russ.)

Zhukov V.S., Motorygin V.V. (2017b). Crack hollowness of rocks: definition, assessment of the impact on filtration-capacitive properties. *Proc. Int. Sci. and Pract. Conf.: New ideas in oil and gas geology - 2017*. Ed. A.V. Stupakova. Moscow: Pen, pp. 107-111. (In Russ.)

Zhukov V.S., Rassokhin S.G., Motorygin V.V. (2018). Cracks: their contribution to the total void space volume and its changes with the growth of effective pressure in the formation. *Nauka i tekhnika v gazovoy promyshlennosti*, 3(75), pp. 49-58. (In Russ.)

About the Authors

Vitaly S. Zhukov – Dr. Sci. (Engineering), Senior Researcher, Associate Professor, Chief Researcher of the Laboratory 201, Schmidt Institute of Physics of the Earth of the Russian Academy of Sciences Build. 1, 10, Bolshaya Gruzinskaya st., Moscow, 123242, Russian Federation

Vladimir V. Motorygin – Researcher, Laboratory of Petrophysics, Branch «Aprelevskoye Branch of VNIGNI», VNIGNI

1, 1st Ketritsa, Aprelevka, Moscow region, 143360, Russian Federation

Manuscript received 29 April 2022;

Accepted 5 July 2022; Published 30 September 2022