ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ЕСТЕСТВЕННОЙ ТРЕЩИНОВАТОСТИ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ АРТИНСКОГО ЯРУСА НА ВОСТОЧНОМ УЧАСТКЕ ОРЕНБУРГСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

PARAMETER DETERMINATION OF NATURAL FRACTURING FOR CARBONATE ARTIAN DEPOSITS IN THE ORENBURGSKOE FIELD EASTERN PART

Значительная часть открываемых в последнее время месторождений углеводородов как в мире, так и в России, приурочена к коллекторам карбонатного, трещиноватого типа. Закономерно, что направления дальнейшего развития ресурсной базы, технологий нефтегазодобычи и методического сопровождения геологии и разработки многих отечественных компаний связаны коллекторами подобного типа. При этом общеизвестно, что карбонатные коллекторы могут быть очень разными. Так при сходстве основных геолого-геофизических параметров, приведенных в форме 6ГР баланса запасов, пласты могут существенно отличаться по преобладающему типу емкости — поровая либо трещинная, проницаемости, сжимаемости и другим параметрам, оказывающим существенное влияние на ключевые показатели эффективности разработки месторождения.

Основной эксплуатационный объект Восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ВУ ОНГКМ) — артинские отложения, залегающие на абсолютных отметках 1500–1700 м.

Для анализа параметров карбонатных трещинно-каверново-поровых коллекторов артинских отложений ВУ ОНГКМ характерны все особенности присущие продуктивным пластам подобного типа — неопределенности при описании внутренней структуры и течения пластовых флюидов внутри них; наличие стилолитовых швов, плотных пород, битумов, оказывающих влияние на направления потока флюидов. В таких условиях помимо параметров, характеризующих матрицу, одними из основных являются параметры, описывающие системы: трещин, каверн и каналов, стилолитов и плотных пород.

В данной статье приведены результаты анализа указанных систем по данным керна, интерпретации данных электрического микросканера, определены характеризующие их типичные виды сетей трещин — простые геометрические схемы. С использованием геометрических схем для каждого участка ВУ ОНГКМ, установлены интервалы изменения следующих параметров: размер блока матрицы, средняя раскрытость трещин, трещинная емкость.

A significant part of the recently opened hydrocarbon fields in the world and in Russia, limited to the carbonate and fissured reservoirs. Naturally, the directions of further resource base development, oil and gas extraction technology and methodological support of the geology and development in many companies associated with reservoirs of this type. While it is well known that carbonate reservoir can be very different. So if the similarity of main geological-geophysical parameters is given in the form 6GR layers may differ substantially on prevailing type capacity — pore or fracture, permeability, compressibility and other parameters that have a significant impact on key performance indicators of field development.

The East part of Orenburg oil and gas field main production zone is artin deposits lying on the absolute elevations of 1500–1700 m.

For the analysis of parameters carbonate fractured-porous collectors the East part of Orenburg oil and gas field artin deposits all features inherent in productive layers of this kind are characteristic — uncertainty at the description of internal structure and a flowed fluids in them; existence the stylolite seam, dense rocks, the bitumens exerting impact on the stream directions of fluids. In such conditions, besides the parameters characterizing a matrix, one of the main are the parameters describing systems: fissures, cavities and channels, stylolites and dense rocks.

Results of the specified systems analysis according to a core, interpretations of data of the electric microscanner are given in this article, the typical types of networks of fissures characterizing them — simple geometrical schemes are defined. With use of geometrical schemes for each site oilfield, variation interval of the following parameters are established: block size, average openness of fractures, fractures porosity.

Монжерин М. А.
ООО «Газпромнефть НТЦ»,
г. Санкт-Петербург,
Российская Федерация

M. A. Monzherin
«Gazpromneft Science and
Technology Centre», LLC,
Saint-Petersburg,
Russian Federation

Ключевые слова:
трещиноватость, размер блока,
раскрытость трещин, трещинная
емкость и проницаемость, керн,
гидродинамические
исследования скважин.

Key words:
fracturing, block dimensions, openness
of fractures, fracture porosity and perm,
core analyses, well testing.

Критерии выделения участков

Площадь нефтеносности ВУ ОНГКМ составляет около 360 кв. км, пробуренный фонд скважин,

боковых и пилотных стволов — 576 ед. Продуктивные отложения артинского яруса формировались в различных условиях осадконакопления и

осложнены системами разломов и зон разуплотнения различной интенсивности и направленности. Разрез сложен известняками от светло-серых до темно-серых, плотными участками кавернозно-пористыми, крепкими, органогенно-обломочными, биоморфно-детритовыми, водорослевыми, участками биоморфными, доломитизированными. Коллектор каверново-трещинно-порового типа.

По результатам длительного мониторинга и анализа данных эксплуатации скважин, результатов реализации программ до изучения на площади выделены 10 участков, по которым и проведен анализ трещиноватости.

Порядок выделения участков:

1. Построить карту параметра α , представляющего собой отношение коэффициентов проницаемости определенных по ГДИС и ГИС. При построении карты обеспечить равномерный охват по площади скважинами с наличием кондиционных заключений ГДИС.

2. Визуально, в границах лицензии ВУ ОНГКМ, выделить регионы с параметром $\alpha > 4$ (рисунок 1, а). Данные участки характеризуются существенным влиянием трещинной составляющей на характер притока к скважинам.

3. Для итогового определения границ участков (рисунок 1, б) выполнить анализ средних и граничных значений параметров из таблицы 1, позиции № 6, 9, 10 и 14.

Определены дополнительные параметры для установления границ конкретных участков:

— Для выделения участков 7 и 6 дополнительно использована величина обводненности (таблица 1). Средняя стартовая обводненность эксплуатационных скважин участка 6 резко отличается от окружения и составляет 34 %, в то время как по окружению обводненность не превышает 10 %;

— Южнее выделен участок 8. В этом направлении отмечается существенное снижение α и коэффициента продуктивности ($K_{прод}$);

— Участок 9. Для выделения использованы критерии α и $K_{прод}$. Характеризуется средними значениями этих параметров в сравнении с участками 6, 7 и 8;

— Для уточнения границ участка 1 в качестве дополнительного критерия использовалось направление крупных разломов, западная граница участка проведена по крайнему западному субмеридиональному разлому (рисунок 1, б) западнее выделены преимущественно субширотные разломы;

Рисунок 1.

Деление на участки: а) карта параметра α ; б) границы участков и размещение скважин со специальными исследованиями ГИС и керна

Таблица 1.

Геолого-физические параметры по участкам

№	Показатель/№ участка	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Кол-во пробуренных скважин, БС, пилотов, шт.	110	102	12	72	52	51	37	9	43	88
2	Площадь, кв.км	33,3	26,2	12,9	22,7	31,4	19,3	20,8	17,6	66,4	31,4
3	Коэффициент пористости керн/ГИС, %	13,9/11,3	6,4/11,2	-/10	-/11	6,2/10,9	7,6/11,1	7,3/10,4	9/10	9,1/10,5	9,4/10,8
4	Кол-во разломов, шт.	9	4	2	6	2	6	5	5	7	9
5	Плотность разломов, км/кв.км (шт.)	0,7	0,1	1,1	0,2	0,4	0,3	0,4	2,2	1,4	0,3
6	Ср. значение по атрибуту когерентности (мин-макс)	0,12 (0-0,96)	0,04 (0-0,83)	0,05 (0-0,66)	0,04 (0-0,62)	0,1 (0-0,86)	0,07 (0-0,82)	0,07 (0-0,66)	0,03 (0-0,63)	0,03 (0-0,75)	0,05 (0-0,8)
7	Средняя нач. нефте-/газонасыщенная толщина, м	26,7/26,6	40,8/24,7	11,6/1,3	37,8/9,8	23,0/3,8	32,1/13,4	20,7/7,9	7,5/1,7	11,6/11,4	36,4/34
8	Расчлененность	29	37,8	36,2	36,8	26,8	25,5	17,4	11,8	15,6	36,3
9	Кпроницаемости РИГИС/ГДИС, мД (мин-макс)	2,3 (0,2-50)/1,6 (0,02-8)	1,4 (0,1-12,5)/0,4 (0,04-1,1)	0,5 (0,1-1,6)/0,34	0,9 (0,2-3,7)/0,4 (0,1-2,3)	1,5 (0,1-10,9)/0,6 (0,1-3,9)	1,6 (0,2-10,7)/3,2 (0,4-16,7)	0,7 (0,2-2,2)/2,3 (0,1-12)	0,5 (0,2-1)/0,9 (0,48-1,7)	1,18 (0,2-9,7)/0,9 (0,013-2,72)	1 (0,2-18,1)/0,94 (0,05-7,2)
10	Кпродуктивности (ГДИС), м³/сут*кгс/см²	0,8 (0,02-4)	0,3 (0,05-0,95)	0,2	0,4 (0,12-1,4)	0,54 (0,03-2)	1,4 (0,23-6,0)	0,9 (0,05-6,6)	0,26 (0,12-0,5)	0,46 (0,1-1,2)	0,54 (0,1-2,4)
11	Обводненность, %	2 (0-30)	1 (0-34)	6 (1-10)	0,8 (0-23,4)	3 (0-61)	34 (0-96)	1,2 (0-8)	8 (0-35)	1,7 (0-11)	1,5 (0-19)
12	Текущий ср. газовый фактор, м³/т (01.2017)	2301	5414	951	792	906	605	537	1033	502	3221
13	Среднее текущее Рпл, атм	184	184	212,3	177,2	184,7	202	201,7	210	209	190,9
14	α , отношение Кпр(ГДИС)/Кпр(РИГИС)	3,4	0,83	1,7	1,3	2,3	13,5	6	1,7	1,5	2,3

— Участок 3 выделен как краевой, минимальное значение среднего Кпрод, низкие значения α , аналогично участку 2, малый пробуренный фонд, бурение нецелесообразно;

— Участки 2, 4, 5 по указанным ключевым параметрам близки и выделены на основании разности параметра α в среднем в 1,5 раза: 0,8; 1,3; 2,3. Важно отметить, что для дальнейшего анализа и получения характеристик естественной трещиноватости, границы этих участков принципиального значения не имеют, т. к. по ним не проводился отбор и изучение ориентированного керна и специальные исследования ГИС.

Критерии выделения участков обобщены в таблице 2.

Как видно из таблицы 1, наибольшей интенсивностью трещиноватости характеризуются участки 6 и 7 $\alpha = 13,5$ и 6, соответственно, что коррелирует со значениями по атрибуту когерентности и коэффициентами продуктивности скважин этих участков. В целом все участки ВУ ОНГКМ характеризуются низкой и средней степенью трещиноватости, α меняется в пределах 0,83–13,5, в то время как по карбонатным, трещиноватым коллекторам этот параметр обычно меняется от 10 до нескольких тысяч, в случае сильной трещиноватости.

Таблица 2.

Критерии определения границ участков

№ участка	Параметры		
	α	Индекс $K_{\text{прод}}^*$	Дополнительно
1	> 4	1	субмеридиональное направление разломов
2	< 4	3	
3	< 4	3	$K_{\text{прод}}$ на уровне, или ниже порога рентабельности
4	< 4	2	
5	< 4	2	
6	> 4	1	Обводненность скважин
7	> 4	1	
8	< 4	3	$K_{\text{прод}}$ на уровне, или ниже порога рентабельности
9	< 4	2	
10	> 4	2	

Изученность участков, определение исходных данных и результаты анализа

За период разведки и эксплуатации ВУ ОНГКМ продуктивные отложения артинского яруса достаточно полно охвачены различными видами исследований — отбор и исследование керна, в том числе ориентированного, специальными геофизическими исследованиями скважин (ГИС), промыслово-геофизическими и гидродинамическими исследованиями (ПГИ и ГДИС), собрана база по интервалам поглощений бурового раствора при бурении. Охват исследованиями по участкам представлен в таблице 3.

Для установления характеристик блоков матрицы и параметров трещиноватости из всего объема имеющихся данных использовались результаты анализа ориентированного керна по пилотным стволам, интерпретации данных электрического микросканера и ГДИС как обладающие количественной оценкой необходимых исходных параметров: Кпр (ГДИС); раскрытость трещин b ; направленность (горизонтальная, вертикальная);

количество и нахождение в разрезе стилолитовых швов и плотных пород. Данные промыслового описание неориентированного керна, ПГИ и база поглощений при бурении использовались на качественном уровне, т. к. не дают количественной оценки указанных параметров.

Анализ результатов интерпретации данных электрического микросканера (СМІ)

Как показано на рисунке 1, результаты каротажа СМІ имеются в 11 скважинах (участки №№ 1, 6, 7, 8, 9, 10). Интерпретация выполнена по всему разрезу артинских отложений с шагом 0,1 м и содержит информацию о количестве, длине, раскрытости, углах падения и азимутах проводящих трещин, и наличии залеченных трещин.

Путем построения гистограмм частоты встречи проводящих трещин, т. е. диагностированных как открытые, либо частично-открытые, определены интервалы для расчета их средней длины, раскрытости, установления углов падения и азимуты. На рисунке 2 приведен пример определения интервалов анализа по пилотному стволу № 1007PL.

Таблица 3.

Охват исследованиями

№	Показатель/№ участка	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	всего
1	Скважин с отбором керна, шт.	10	5	1	4	5	4	3	1	6	3	42
2	Скважин с ПГИ, шт.	14	9	1	5	2	1	1	0	0	6	39
3	Скважин с микроимиджерами, шт.	4	0	0	0	0	2	2	1	4	1	14
4	Скважин с ГДИ, шт.	23	40	1	26	19	14	13	4	17	21	178
5	Скважин с поглощениями при бурении, шт.	12	6	2	5	4	20	1	0	0	9	59

Рисунок 2.

Определение интервала анализа по данным СМІ

После определения интервалов для каждой скважины, произведен выбор простой геометрической схемы (рисунок 3) по следующей методике:

1. На основе классификации из [1] по всем интервалам выделены две группы трещин по углу падения $>$ и $< 80^\circ$. Как субгоризонтальные трещины, определены трещины с углом наклона $0-80^\circ$ (горизонтальные, пологие, слабонаклонные, крутые); субвертикальные/вертикальные $80-90^\circ$.

2. По каждому интервалу определена доля субвертикальных трещин в общем количестве открытых трещин. Если доля субвертикальных трещин составляла $< 5\%$, то они не принимались в расчет при принятии решения о выборе упрощенной модели, т. к. не могут обеспечить потока сопоставимого с потоком основного направления.

3. Далее по каждому интервалу из продуктивной части пласта, определена упрощенная модель: «кубы» (рисунок 3, г), разделенные тремя ортогональными плоскостями трещин. Так как выявлена сеть субгоризонтальных/горизонтальных трещин и сеть субвертикальных трещин с различными азимутами; либо «слои», разделенные параллельными плоскостями трещин. В случае, когда не выявлена сеть субвертикальных/вертикальных трещин, их менее 5% от всего объема трещин.

4. Для установления коэффициента проницаемости трещин (K_f) каждого из пилотных стволов определены ближайшие скважины с данными ПГИ и ГДИС (таблица 5), проведен анализ работающих интервалов и принятия модели трещин при интерпретации ГДИ. K_{np} по ГДИ принят как K_f .

5. Произведена оценка среднего размера блока и трещинной емкости по соответствующим зависимостям (рисунок 4) [2]. Результаты по всем скважинам приведены в таблице 4.

Анализ результатов исследований трещиноватости на ориентированном керне, определение параметров блоков

По 9-ти пилотным стволам произведен отбор и исследование ориентированного керна. Проведен анализ журналов исследования керна выполненных разными подрядными организациями и лабораториями, с использованием подходов описанных в [3]. По результатам для каждой скважины подготовлено краткое геологическое заключение, на основании которого определены параметры трещиноватости. С учетом наличия в разрезе по описанию керна стилолитовых швов, плотных пород, количественных характеристик трещиноватости в отдельные блоки были выделены части разреза. После чего с использованием K_{np} через приведенные ранее зависимости определялись параметры a и Φ_f . Пример геологического заключения по пилотному стволу 1205PL приведен в таблице 4.

В восьми из девяти охваченных отбором ориентированного керна скважин также выполнен СМІ. Сопоставление параметров определенных по СМІ и керну приведено в таблице 7.

В целом отмечаются существенные отличия по величине параметров определенных по СМІ и керну, что обусловлено погрешностями методов изучения и методик интерпретации данных. По керну выделено сравнительно меньшее количество трещин, и с апертурой менее 10^{-3} мм в частности. Количественно охарактеризованы визуально выде-

Рисунок 3.

Типичные модели сетей трещин: а) модель «слои»; б) модель «столбцы»; в) модель «кубы» вместо третьей горизонтальной трещины плоскость расслоения; г) модель «кубы» — три равнозначимые системы трещин (стрелками показаны возможные направления потока)

Рисунок 4.

Зависимости между трещинной проницаемостью K_f , трещинной емкостью Φ_f , раскрытостью трещин b и размером блока a

ляемые группы трещин. При этом результаты ПГИ и ГДИС в большей степени коррелируют с данными СМІ, т. к. описывают интенсивную работу небольших и средних по размеру интервалов горизонтальных участков скважин. При интерпретации ГДИС таких скважин часто используются модели с трещинами, чего не могут обеспечить небольшие, редко встречаемые системы трещин и единичные трещины, выделенные по керну.

На основе полученных характеристик трещинной емкости по участкам и ВУ ОНГКМ в целом, выполнена оценка начальных геологических запасов нефти (НГЗН), содержащихся в трещинах. Суммарно объем запасов в трещинах составил 1 % всех запасов ВУ ОНГКМ, для параметров по СМІ и 0,5 % для параметров, полученных по керну. В абсолютных значениях цифра сопоставима с запасами месторождения относящегося к «мелким» по принятой классификации.

Параметры трещиноватости по пилотным стволам

№ скв	№ участка	№ интервала	Интервал, м (md)		насыщение РИГИС	Тип упрощенной модели	Кпр по ГДИС, мД	окончание, м	общее кол-во трещин, шт	уг. падения <80°									
			начало	окончание						длина, мм			раскрытость, мм			азимут			
										ср	мин	макс	ср	мин	макс	ср	мин	макс	
1007PL	1	1	1790	1815	газ	кубы	2.3	1815	121	103	854.4	765.7	1071.8	0.011	0.0	0.03	234.1	18.0	354.1
		2	1815	1860	газ	кубы	2.3	1860	217	124	841.4	721.7	1584.5	0.045	0.0	0.1	213.9	28.2	332.5
		3	1860	1935	нефть	кубы	2.3	1935	302	172	852.7	741.4	1598.7	0.050	0.0	0.3	231.2	3.4	304.3
		4	1935	1995	н/в	кубы	2.3	1995	298	116	880.4	783.7	1355.7	0.701	0.0	5.0	212.8	35.8	359.8
		5	1995	2105	вода	кубы	2.3	2105	457	198	866.9	736.4	1341.5	0.377	0.0	4.5	212.0	0.4	327.8
1040PL	1	1	1763	1873	газ	слои	0.62	1873	68	67	911.9	728.8	2006.3	0.000	0.0	0.0	183.6	6.4	357.4
		2	1873	1943	г/н	слои	0.62	1943	848	826	1025.9	738.1	2660.2	0.808	0.0	4.3	175.1	0.2	359.8
		3	1943	2023	н/в	слои	0.62	2033	1116	1099	960.2	730.7	2010.0	0.653	0.0	4.9	190.6	0.5	359.9
1056PL	10	1	1777	1837	–	слои	0.6	1837	14	14	933.6	810.9	1288.5	0.000	0.0	0.0	155.9	12.3	297.3
		2	1837	1887	нефть	слои	0.6	1887	48	46	1072.4	773.6	1675.9	0.044	0.0	0.2	197.1	9.8	338.3
		3	1887	1937	н/в	слои	0.6	1937	67	65	1082.5	758.5	1652.2	0.655	0.0	3.4	192.8	5.6	348.8
		4	1937	1987	вода	слои	0.6	1987	98	96	1002.7	718.0	1579.5	0.482	0.0	2.7	174.2	3.8	357.5
1099-1PL	6	1	1731	1791	–	кубы	4	1791	35	31	1051.5	807.3	1592.4	0.068	0.0	0.2	174.8	0.8	294.9
		2	1791	1831	–	слои	4	1831	29	29	888.5	749.9	1367.4	0.000	0.0	0.0	184.5	3.1	355.5
		3	1831	1881	–	кубы	4	1881	89	83	979.7	743.7	2071.2	0.058	0.0	0.2	146.1	12.8	359.1
		4	1881	1971	н/в	слои	4	1971	339	326	1136.9	741.8	2526.6	0.573	0.0	4.8	181.3	0.4	358.7
		5	1971	2011	н/в	кубы	4	2011	243	215	1092.5	727.5	2103.7	0.160	0.0	1.7	169.0	0.9	358.7
		6	2011	2041	вода	кубы	4	2041	205	192	1121.1	743.1	2120.3	0.398	0.0	3.9	187.6	2.1	354.4
		7	2041	2097	вода	кубы	4	2097	437	401	1044.2	720.3	2103.1	0.221	0.0	2.5	182.9	2.3	359.0
1106-1PL	9	1	1852	1962	–	кубы	0.9	1962	8	6	1075.9	913.3	1195.9	0.698	0.0	1.1	66.3	30.7	170.3
		2	1962	2022	нефть	кубы	0.9	2022	29	22	1116.5	822.3	1396.3	0.105	0.0	0.8	89.1	31.8	348.2
		3	2022	2052	нефть	кубы	0.9	2052	6	5	1164.4	785.5	1462.6	0.118	0.0	0.3	179.2	47.7	340.3
		4	2052	2112	вода	кубы	0.9	2112	56	39	1092.6	765.0	1496.5	0.158	0.0	0.8	82.9	15.4	249.2
		5	2112	2142	–	кубы	0.9	2142	4	3	1149.7	1025.0	1319.6	0.128	0.1	0.2	74.6	67.5	85.9
1117PL	9	1	1973	2003	–	кубы	1.8	2003	11	4	1201.9	1042.4	1335.8	0.001	0.0	0.0	210.5	78.9	263.5
		2	2003	2033	нефть	кубы	1.8	2033	44	35	1020.0	759.8	1298.2	0.495	0.0	2.9	159.0	19.5	288.2
		3	2033	2063	н/в	кубы	1.8	2063	56	52	970.3	761.6	1395.4	0.317	0.0	1.6	205.2	42.5	359.5
		4	2063	2133	вода	кубы	1.8	2133	247	205	1022.4	731.8	1393.3	0.123	0.0	1.6	219.6	14.2	351.0
1118PL	6	1	1894	1984	–	кубы	4	1984	14	12	1293.5	794.4	1449.6	0.040	0.0	0.2	239.9	18.5	280.7
		2	1984	2044	н/в	кубы	4	2044	79	69	1286.0	763.2	3499.9	0.142	0.0	2.0	135.0	2.1	357.6
		3	2044	2084	вода	кубы	4	2084	105	99	1344.9	766.2	3936.3	0.210	0.0	1.2	169.4	3.2	354.8
		4	2084	2114	вода	слои	4	2114	92	91	1204.7	770.1	2406.8	0.089	0.0	0.6	133.9	7.3	338.8
		5	2114	2134	–	слои	4	2134	9	9	1276.5	970.1	1636.5	0.178	0.0	0.6	224.7	77.3	311.4
		6	2134	2194	–	слои	4	2194	37	37	970.7	745.0	1363.7	0.184	0.0	0.7	173.3	40.7	262.1
1162PL	7	1	1924	1964	–	кубы	9.7	1964	31	29	0.0	0.0	0.0	0.000	0.0	0.0	135.7	20.2	271.1
		2	1964	2094	г/н	кубы	9.7	2094	179	133	1038.7	812.1	1893.6	0.191	0.0	0.5	174.9	4.6	279.0
		3	2094	2144	н/в	кубы	9.7	2144	110	66	999.2	774.2	1463.3	0.272	0.0	1.6	175.4	10.1	338.3
		4	2144	2214	вода	кубы	9.7	2214	226	138	972.7	766.1	1394.4	0.256	0.0	2.3	196.0	13.9	335.1
		5	2214	2254	вода	кубы	9.7	2254	41	24	1043.7	872.9	1240.7	0.134	0.0	0.9	201.6	35.2	277.3
1205PL	8	1	1870	1910	–	кубы	0.9	1910	31	27	1164.8	877.4	1646.8	0.224	0.0	1.0	111.6	6.4	358.5
		2	1910	1960	нефть	кубы	0.9	1960	136	119	1111.9	744.8	2048.2	0.177	0.0	1.4	111.1	15.1	354.0
		3	1960	1990	н/в	слои	0.9	1990	82	80	1053.2	766.8	1644.9	0.120	0.0	1.5	145.9	5.1	357.1
		4	1990	2020	вода	кубы	0.9	2020	57	51	1125.1	755.0	1883.4	0.601	0.0	3.7	157.7	0.7	337.4
		5	2020	2060	–	слои	0.9	2060	147	143	1005.7	732.0	1780.9	0.135	0.0	3.6	115.7	6.5	282.2
1209PL	6	1	2000	2040	–	кубы	4	2040	19	10	1202.7	848.8	1759.7	0.075	0.0	0.1	88.7	28.7	240.3
		2	2040	2080	–	кубы	4	2080	35	31	894.9	771.7	1127.7	0.033	0.0	0.1	175.0	13.1	353.0
		3	2080	2140	–	кубы	4	2140	3	2	1002.8	996.2	1009.3	0.484	0.2	0.8	145.7	74.7	216.6
		4	2140	2200	–	кубы	4	2200	132	96	997.7	774.3	1697.7	0.212	0.0	1.1	120.8	0.6	354.5
		5	2200	2220	–	слои	4	2220	11	11	1048.2	767.2	1391.9	1.558	0.0	4.7	153.8	67.3	234.2
3316PL	9	1	2084	2114	–	слои	0.9	2114	6	0	–	–	–	–	–	–	–	–	–
		2	2114	2164	–	кубы	0.9	2164	23	13	991.0	815.0	1093.7	0.185	0.0	0.7	182.8	66.6	259.0
		3	2164	2184	–	слои	0.9	2184	6	6	1087.4	854.5	1672.7	0.078	0.0	0.1	236.6	118.3	319.8
		4	2184	2204	–	кубы	0.9	2204	12	3	1221.4	1127.2	1308.9	0.014	0.0	0.0	260.0	243.7	268.5

Таблица 4.

уг. падения >80°										вертикальные трещины							% субверт./верт. трещин	преобладающее направление развития трещин	Фт, %	а, м
кол-во	длина, мм			раскрытость, мм			азимут			кол-во	длина, мм			раскрытость, мм						
	ср	мин	макс	ср	мин	макс	ср	мин	макс		ср	мин	макс	ср	мин	макс				
18.0	985.8	906.8	1202.5	0.038	0.00	0.1	202.6	24.8	271.4	–	–	–	–	–	–	–	14.9	3-ЮЗ	0.007	1
93.0	1014.6	760.5	1291.4	0.023	0.00	0.1	185.4	40.4	267.2	–	–	–	–	–	–	–	42.9		0.004	3
130.0	1006.5	877.3	1318.8	0.431	0.00	2.6	178.1	25.0	279.9	–	–	–	–	–	–	–	43.0		<< 0.00001	> 100
182.0	995.0	783.4	1438.1	0.558	0.00	4.2	207.4	24.3	274.2	–	–	–	–	–	–	–	61.1		<< 0.00001	> 100
259.0	1000.8	788.0	1484.9	0.411	0.00	4.7	186.5	29.4	268.3	–	–	–	–	–	–	–	56.7		<< 0.00001	> 100
1.0	1575.5	1575.5	1575.5	0.001	0.0	0.001	91.5	91.5	91.5	0	0.0	0.0	0.0	0.000	0.0	0.0	1.5	выраженный тренд направления отсутствует	0	0
8.0	1946.1	1647.0	2228.3	0.001	0.0	0.001	46.9	25.5	77.7	14	186.1	81.3	297.5	0.591	0.0	5.7	2.6		<< 0.00001	> 100
0.0	–	–	–	–	–	–	–	–	–	17	171.9	35.6	445.9	0.148	0.0	2.5	1.5		<< 0.00001	> 100
0.0	–	–	–	–	–	–	–	–	–	0	0.0	0.0	0.0	0.000	0.0	0.0	0.0	ЮЗ-СВ	0	0
0.0	–	–	–	–	–	–	–	–	–	2	393.2	378.9	407.5	0.000	0.0	0.0	4.2		0.0004	12
0.0	–	–	–	–	–	–	–	–	–	2	184.7	173.4	196.0	1.283	0.0	2.6	3.0		< 0.00001	> 100
0.0	–	–	–	–	–	–	–	–	–	2	144.6	141.4	147.8	0.453	0.3	0.6	2.0		< 0.00001	> 100
1.0	1808.3	1808.3	1808.3	0.000	0.0	0.0	311.6	311.6	311.6	3	96.6	61.0	134.8	0.000	0.0	0.0	11.4	выраженный тренд направления отсутствует	0.006	2
0.0	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–		< 0.00001	> 100
0.0	–	–	–	–	–	–	–	–	–	6	253.0	132.2	429.7	0.000	0.0	0.0	6.7		0.002	8
6.0	2296.3	1901.9	2716.3	0.032	0.0	0.1	72.2	11.5	298.5	7	321.2	157.6	595.0	0.037	0.0	0.3	3.8		< 0.00001	> 100
7.0	2131.3	1886.9	2656.2	0.197	0.0	0.5	278.4	22.4	358.1	21	313.5	132.1	793.1	0.012	0.0	0.1	11.5	< 0.00001	> 100	
3.0	2384.1	1845.7	2992.4	1.058	0.6	1.6	303.0	269.9	347.2	10	394.9	127.9	884.1	1.602	0.0	6.9	6.3	< 0.00001	> 100	
2.0	1803.1	1767.7	1838.5	0.141	0.0	0.1	322.5	300.2	344.9	34	185.7	68.6	465.0	0.106	0.0	1.4	8.2	< 0.00001	> 100	
2.0	1316.9	1196.6	1437.1	0.249	0.1	0.4	84.7	71.5	97.8	–	–	–	–	–	–	–	25.0	< 0.00001	> 100	
7.0	1701.3	1396.7	2004.7	0.006	0.0	0.0	43.2	28.4	63.6	–	–	–	–	–	–	–	24.1	0.0005	31	
1.0	809.4	809.4	809.4	0.107	0.1	0.1	243.0	243.0	243.0	–	–	–	–	–	–	–	16.7	< 0.00001	> 100	
17.0	1716.9	1384.3	2767.6	0.118	0.0	0.6	935.5	17.4	347.5	–	–	–	–	–	–	–	30.4	< 0.00001	> 100	
1.0	1981.3	1981.3	1981.3	0.125	0.1	0.1	63.7	63.7	63.7	–	–	–	–	–	–	–	25.0	< 0.00001	> 100	
7.0	1554.2	1344.5	1815.0	0.042	0.0	0.1	247.8	234.7	261.2	–	–	–	–	–	–	–	63.6	0.007	1	
9.0	1387.7	917.6	1858.1	0.596	0.0	0.8	246.1	228.3	259.6	–	–	–	–	–	–	–	20.5	< 0.00001	> 100	
4.0	1649.7	1499.9	1992.9	0.165	0.0	0.3	265.8	255.7	284.6	–	–	–	–	–	–	–	7.1	< 0.00001	> 100	
42.0	1549.8	1318.7	1960.5	0.260	0.0	1.4	247.0	211.6	281.9	–	–	–	–	–	–	–	17.0	< 0.00001	> 100	
2.0	1564.2	1553.3	1575.0	0.011	0.0	0.0	269.2	265.6	272.8	–	–	–	–	–	–	–	14.3	0.0112	1	
10.0	2239.5	1684.2	4954.2	0.149	0.0	0.6	241.6	212.6	315.5	–	–	–	–	–	–	–	12.7	0.0003	127	
6.0	1999.3	1732.5	2339.0	0.313	0.0	0.6	248.8	230.3	274.6	–	–	–	–	–	–	–	5.7	< 0.00001	> 100	
1.0	1829.3	1829.3	1829.3	0.051	0.1	0.1	260.6	260.6	260.6	–	–	–	–	–	–	–	1.1	0.0006	15	
0.0	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	0.0	0.0002	118	
0.0	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	0.0	0.0001	131	
2.0	1172.4	1161.7	1183.0	0.111	0.0	0.2	249.4	248.3	250.5	–	–	–	–	–	–	–	6.5	0.006	3	
46.0	1175.3	956.2	1670.1	0.105	0.0	0.6	205.1	67.5	323.1	–	–	–	–	–	–	–	25.7	0.001	55	
44.0	1124.1	957.2	1463.0	0.620	0.0	3.4	244.2	75.1	309.6	–	–	–	–	–	–	–	40.0	< 0.00001	> 100	
88.0	1173.5	957.2	1530.1	0.319	0.0	1.9	226.1	64.8	309.0	–	–	–	–	–	–	–	38.9	< 0.00001	> 100	
17.0	1232.7	1021.6	1472.0	0.094	0.0	0.2	178.9	79.9	270.1	–	–	–	–	–	–	–	41.5	0.001	25	
4.0	1773.6	1486.6	2071.7	0.018	0.0	0.0	62.5	30.9	80.9	–	–	–	–	–	–	–	12.9	< 0.00001	> 100	
17.0	1777.8	1500.2	2920.5	0.247	0.0	1.4	43.6	4.2	70.7	–	–	–	–	–	–	–	12.5	< 0.00001	> 100	
2.0	1438.8	1438.8	1438.8	0.049	0.0	0.0	14.7	14.7	14.7	–	–	–	–	–	–	–	2.4	7E-05	160	
6.0	1781.0	1467.9	2117.2	0.305	0.0	1.2	59.9	45.9	70.1	–	–	–	–	–	–	–	10.5	< 0.00001	> 100	
4.0	1657.2	1452.6	1920.9	0.364	0.0	1.1	41.3	3.0	64.5	–	–	–	–	–	–	–	2.7	< 0.00001	> 100	
9.0	1233.3	1034.5	1561.5	0.178	0.0	0.5	123.4	55.6	287.8	–	–	–	–	–	–	–	47.4	0.0005	83	
4.0	1319.2	1016.9	1531.9	0.022	0.0	0.0	138.2	64.4	285.2	–	–	–	–	–	–	–	11.4	0.0093	1	
1.0	0.0	0.0	0.0	0.000	0.0	0.0	75.5	75.5	75.5	–	–	–	–	–	–	–	33.3	< 0.00001	> 100	
36.0	1389.2	1065.3	2154.6	0.236	0.0	0.8	128.4	49.4	290.4	–	–	–	–	–	–	–	27.3	< 0.00001	> 100	
0.0	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	0.0	< 0.00001	> 100	
6.0	1524.8	1164.6	1812.5	0.037	0.0	0.1	111.9	33.6	238.2	–	–	–	–	–	–	–	100.0	0.0008	5	
10.0	1816.8	1392.5	2170.9	0.334	0.0	1.2	126.5	47.7	249.6	–	–	–	–	–	–	–	43.5	< 0.00001	> 100	
0.0	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	0.0	0.0002	44	
9.0	1673.1	1331.5	2356.9	0.145	0.0	0.5	159.4	43.8	250.0	–	–	–	–	–	–	–	75.0	0.0003	93	

Таблица 5.

Определение K_f

№ участ-ка	№ пл. ствола	№ ближай-шей скв. с ПГИ, ГДИС	тип заканчивания	нн толщина (по верти-кали), м	Инт. притока по заключению, м			% работающей длины/мощности ствола по ПГИ	~ соответствие № интервала по СМІ	Кпр по ГДИС, мД
					md	tvd	состав, объем притока			
1	1007PL	1007G	ГС	15	1971,8-2117,5	1763-1776,8	нефть ~ 20 % суммарного дебита	33,1	2, 3 2, 3	2,3
					2416-2425,9	1762,2-1762,1	нефть ~ 80 % суммарного дебита			
1	1040PL	41R	ННС	16,8	1877-1895	1737,9-1754,1	нефть 3,68 м³/сут (61,2 % от общего дебита скважины), обводненность – 0 %	58.9	2	0.62
					1918-1926	1779,6-1787,1	вода+нефть 2,32 м³/сут (38,8 % от общего дебита скважины), обводненность - до 5%		3	
10	1056PL	1046-1G	ГС	11,2	1977,6-1996,4	1732,7-1733	нефть+газ, количественная оценка отсутствует	24,9	2, 3	0.6
					2020,4-2056,8	1733-1733,2	нефть+газ, количественная оценка отсутствует		2, 3	
					2113-2118	1738,8-1739	газ, интенсивно работает, количественная оценка отсутствует		2, 3	
6	1099-1PL, 1209-1PL, 1118PL	1200-1G	ГС	27	2143-2160	1703,8-1705,6	работает, нефть количественная оценка отсутствует	54,4	2, 3, 4, 5	4
					2182-2225	1708,9-1711,9			2, 3, 4, 5	
					2255-2321	1715,7-1716,7			2, 3, 4, 5	
					2341-2350	1716,8-1717			2, 3, 4, 5	
					2418,5-2457	1718,4-1720,7	работает, газ+жидкость, количественная оценка отсутствует		2, 3, 4, 5	
9	1106-1PL	ПГИ на участке не проводились. Кпр по ГДИС ближайшей скважины.								0,9
9	1117PL	ПГИ на участке не проводились. Кпр по ГДИС ближайшей скважины.								1,8
7	1162PL	1145-2G	ГС	25,3	2041-2077	1691-1695	работает, (жидкость+газ)	28	2, 3	9,7
					2494-2600	1697-1700	слабо работает, (жидкость+газ)		2, 3	
8	1205PL	ПГИ на участке не проводились. Кпр по ГДИС ближайшей скважины.								0,9
9	3316PL	ПГИ на участке не проводились. Кпр по ГДИС ближайшей скважины.								0,9

Таблица 6.

Краткое геологическое заключение

Интервал по бурению, м		Тип пористости	Средний размер пористот, мм	Мощность, м
начало	окончание			
1920	1956	Пустотное пространство внутрискелетное и межкристаллическое. Редкие трещины в верхней части разреза.	поры: 0,01–0,05 мм трещина: 0,01–0,04 мм	36
1956	1983	Пустотное пространство внутрискелетное и межкристаллическое. трещины в средней части интервала.	поры: 0,01–0,3 мм трещина: 0,02–0,25 мм	27
1983	2010	Пустотное пространство внутрискелетное и межкристаллическое. Трещин нет.	поры: 0,001–0,15 мм	27
2010	2037	литогенетические трещины в кровле и подошве интервала. Пустотное пространство внутрискелетное и межкристаллическое	поры: 0,01–0,07 мм трещина: 0,02 мм	27
Среднее значение				32

Средний размер блока «а», по геологическому описанию, принят равным 32 м (но нефтяной части)

$K_{пр}$ средний по участку = 0,9 мД

принятая модель: «блоки-слои».

b (раскрытость трещин) по палетке — 100 мкм

F_f (трещинная емкость) — 0,0003 %

Таблица 7.

Сопоставление параметров определенных по СМІ и керну

№ участка	На основе данных СМІ					По данным геологического описания керна		
	размер блока a , м		трещинная емкость Φ_f , %			размер блока a , м	раскрытость трещин b , мм	трещинная емкость Φ_f , %
	мин	макс	ср	мин	макс			
1	1	>100	0,002	< 0,00001	0,007	18	0,040	0,0008
6	1	>100	0,0017	< 0,00001	0,011	12	0,070	0,0006
7	3	>100	0,002	< 0,00001	0,006	27	0,090	0,0003
8	160	>100	0,00002	< 0,00001	0,00008	31	0,100	0,0003
9	1	>100	0,00007	< 0,00001	0,0072	37	0,100	0,0003
10	12	>100	0,0001	< 0,00001	0,0004	12	0,060	0,001

Выводы

1. Приведено обоснование выделения участков на ВУ ОНГКМ по геолого-промысловым данным.

2. Участки ВУ ОНГКМ характеризуются низкой и средней степенью трещиноватости, коэффициент α меняется в пределах 0,83–13,5, в то время как по карбонатным, трещиноватым коллекторам этот параметр обычно меняется от 10 до нескольких тысяч. Коллектор преимущественно поровый, но на отдельных участках и скважинах приток определяется наличием систем трещин.

3. Приведена методика оценки и на конкретном примере оценены такие параметры как трещинная емкость и размер блока матрицы для каждого из участков. Оцифрованы качественные отличия по трещиноватости установленные ранее при геолого-промысловом анализе.

4. Установлено различие результатов оценки по данным СМІ и керна, которое дает итоговое различие в определении НГЗН в трещинах в 0,5 %.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Ольховатенко В. Е., Трофимова Г. И., Ожогина Т. В. Методы изучения трещиноватости горных пород. Томск: Изд-во ТГАСУ, 2015. С. 9–10.

2 Луис Х. Р. Основы разработки трещиноватых коллекторов: пер. с англ. под ред. Д. А. Антоненко. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. 118 с.

3 Голф-Рахт Т. Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов: пер. с англ. Н. А. Бардиной, П. К. Голованова, В. В. Власенко, В. В. Покровского; под ред. А. Г. Ковалева. М.: Недра, 1986. 605 с.

REFERENCES

1 Olhovatenko V. E., Trofimova G. I., Ozhogina T. V. *Metody izucheniya treshinovatosti gornyh porod*. [Methods of studying of jointing of rocks]. Tomsk, TGASU Publ., 2015. pp. 9–10 [in Russian].

2 Reiss L. H. *Osnovy razrabotki treshinovatykh kollektorov*. [The Reservoir Engineering Aspects of Fractured formations. The translation from English under edition D. A. Antonenko]. Moscow — Izhevsk, Institute of computer researches Publ., 2012. 118 p. [in Russian].

3 Van Golf-Racht T. D. *Osnovy neftepromyslovoi geologii i razrabotki treshinovatykh kollektorov*. [Fundamentals of fractured reservoir engineering. Translation from N. A. Bardina, P. K. Golovanov, V. V. Vlasenko, V. V. Pokrovsky's English. Under A. G. Kovalyova]. Moscow, Nedra Publ., 1986. 605 p. [in Russian].

Монжерин М. А., начальник отдела геологии и разработки месторождений ООО «Газпромнефть-Оренбург», ООО «Газпромнефть НТЦ», г. Санкт-Петербург, Российская Федерация
M. A. Monzherin, Head of geology and development section, «Gazpromneft Science and Technology Centre» LLC, Saint-Petersburg, Russian Federation
e-mail: Monzherin.MA@gazpromneft-ntc.ru