

УДК 551.24:553.55(470.46)

Пыхалов Виктор Владимирович

ПОВЫШЕННАЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКАЯ АКТИВНОСТЬ ФЛЮИДОВ В ТРЕЩИНАХ КАК ИНДИКАТОР ТЕКТОНИЧЕСКИХ НАРУШЕНИЙ

Подтверждением существования ортогональной сети нарушений соосной с регматической, выявленной в толще Астраханского свода, является повышенная гидродинамическая активность флюидов в трещинах, слагающих башкирские отложения в их пределах.

Ключевые слова: Астраханский свод, разломы, трещины, керн, пористость, проницаемость.

Pykhalov Victor V.

HYDRODYNAMIC OVERACTIVITY FLUIDS IN FRACTURES – INDICATOR OF TECTONIC FAULTS

Existence of orthogonal coaxial and regmatic grid of fractures, revealed in the thickness of Astrakhan arch is proven by hydrodynamic overactivity fluids in fractures, which compose the Bashkirian layers in its limits.

Key words: Astrakhan arch, faults, fractures, core samples, porosity, permeability

По сейсмическим данным в толще Астраханского карбонатного массива выделена ортогональная сеть нарушений, соосная регматической [4]. Горные породы в её пределах характеризуются повышенной трещиноватостью и высокими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). Также отмечаются тектонические нарушения иной ориентировки, горные породы, которые также характеризуются наличием трещин, но ФЕС пород коллекторов не всегда высоки.

Для пород, слагающих башкирский резервуар Астраханского карбонатного массива характерно обилие субгоризонтальных, субвертикальных и разноориентированных трещин различных генераций [7, 8].

Седиментационные (субгоризонтальные) трещины в подавляющем большинстве случаев не являются эффективными, так как заполнены глинистым или глинисто-битуминозным веществом.

Фильтрационный потенциал пород обеспечивается преимущественно тектоническими (горизонтальными и вертикальными – разноориентированными) трещинами.

Тектонические трещины в разной степени инкрустированы вторичными минералами (кальцитом, кремнием и т. д.), что снижает проницаемость пород и приводит к отсутствию устойчивых корреляционных связей между параметрами трещиноватости (такими, как частота встречаемости трещин, их ориентировка в пространстве и т. д.) и ФЕС.

В ФГУП НВНИИГГ (1987–1990 гг.) были выполнены детальные исследования трещиноватости пород, слагающих башкирский разрез в пределах Астраханского газоконденсатного месторождения (АГКМ).

Исследования керна выполнялись методом шлифов по более чем 3 000 образцов. В результате были определены величины процентного содержания образцов с частотой встречаемости вертикальных (разноориентированных) и горизонтальных эффективных трещин Гт (п) для $p > 20$ и $p > 60$ т/м для каждого из горизонтов нижнего (прикамского, северокельтменского, краснополянского) и верхнего башкира раздельно. Также было рассчитано процентное содержание образцов, в которых трещины подвергнуты инкрустации, а также содержат стилолитовые швы.

В рамках настоящих исследований были рассчитаны средневзвешенное и среднеарифметическое процентное содержание образцов Гт с частотой встречаемости эффективных трещин p превышающей 20 и 60 т/м, а также инкрустированных трещин (K_1 и K_3) и стилолитовых швов (K_2 и K_4) для всей вскрытой толщины башкирского разреза (но не менее 100 м). Результаты расчётов приведены в таблице 1.

Далее были определены коэффициенты корреляции между процентным содержанием образцов с частотой встречаемости эффективных трещин (для $p > 20$ и $p > 60$ т/м) и параметрами ФЕС (пористостью и проницаемостью). Полученные коэффициенты корреляции (менее 0,1) свидетельствуют о сложной взаимосвязи между трещиноватостью карбонатных пород и их фильтрационно-емкостными свойствами.

Формирование тектонических трещин обуславливается разгрузкой внутриплитных напряжений, накапливающихся на неоднородностях земной коры, возникающих под влиянием стрессов, а также планетарных (ротационных) сил. Такие трещины ориентированы в соответствии с распределением векторов напряжений. Повышение напряженности в горных породах усиливает гидродинамическую активность флюидов в трещинах, выражающуюся в увеличении скорости фильтрации минерализованной воды, газов, нефти по ним. Это в свою очередь приводит к активизации процессов растворения минералов и их переносу в направлении меньших пластовых давлений, что отражается в повышении проницаемости и вторичной пористости пород.

При снижении напряжений происходит уменьшение гидродинамической активности трещин. Уменьшение скорости фильтрации до некоторого критического уровня приводит к осаждению кальция в порах и трещинах, реакциям метасоматоза (окварцеванию, серитизации и пр.). Изменение направлений векторов напряжений приводит к формированию новых трещин и реанимации трещин ранних генераций, ориентированных в соответствии с ними, заполненных гидродинамически активными флюидами. При этом для трещин, в которых потеряна гидродинамическую активность флюидов, значимыми становятся процессы инкрустации трещинного и порового пространства под влиянием статических механизмов вторичных преобразований пород коллекторов [1, 14]. Изменение направлений векторов напряжений и их интенсивности, наряду с другими факторами, приводит к мозаичности в распределении фильтрационно-емкостных свойств карбонатных пород, которая проявляется ухудшением корреляционных связей между параметрами ФЕС и глубиной залегания пород, их литофациальной зональностью, другими морфоструктурными характеристиками, что является характерным для древних карбонатных массивов [10, 13].

	$K_{пор.}$	$K_{прон.}$	K_1	K_2	K_3	K_4 (%)	Г _т , (%) ср.взв.	Ка.т ср.вз	Г _т , (%) ср.взв.	Ка.т ср.вз	Г _т , (%) ср.арф.	Ка.т ср.арф	Г _т , (%) ср.арф.	Ка.т ср.арф
№ скв	(%)	($10^{-15} м^2$)	(%)	(%)	(%)		n>20	n>20	n>60	n>60	n>20	n>20	n>60	n>60
5А	12,4	0,99	14,9	14,4	13	16	56,6	14,9	35,9	6	59	16,8	34	5,72
8 А	7,8	0,23	54,6	24,2	52	23,5	95,1	6,8	29	0,63	88	6,28	31,5	0,8
16 А	8,2	0,16	22,7	21,6	25	25,6	46,7	4,4	10,9	0,24	51,5	4,12	12,5	0,24
17 А	10,1	0,37	41,2	31	40	30,7	77,8	4,2	15,3	0,18	65,6	3,6	49,2	2
20 А	10	0,51	42,4	34,4	54	34,3	118,3	9,5	34	0,8	123,6	8,2	37	0,56
26 А	9,4	0,3	26,2	21	27,5	26,7	74,3	10	27	1,3	72,9	7,2	50,6	2,28
27 А	9,2	0,26	12,4	15,9	8,3	15,3	26,8	3,6	5,2	0,14	25	4,88	5,5	0,24
32 А	7,3	0,23	68	20	70	20	68,8	7,8			71	3,5		
40 А	8,7	0,22	16,2	47,7	14,7	36,3	59,1	4,5	10,3	0,13	50,9	4,8	10,5	0,2
42 А	10,9	0,71	12,9	14,2	11	13,6	63,2	21,8	8,1	0,36	53,2	18,8	8,5	0,48
43 А	11,2	0,65	13	11,5	13	11,5	53,7	19,2	10,5	0,73	53,4	19,2	17,5	2
45 А	10,8	0,51	15,6	18,1	19,3	16	65,8	15,3	33,3	3,93	70,3	16	37	4,44
47 А	9,8	0,42	17	36	17	36	66	7,1			66	7,1		
48 А	9,7	0,33	13,6	41,2	13,5	41	75	10	14,5	0,38	75	9,8	15	0,43
15А	10		23,1	11,5	24,5	17,5	65,5	16,15			77,6	14,04		
53А	7,6		12,7	42,1	14,5	42,5	60	6,7	7,2	0,1	61	6	7,5	0,08

Таким образом, связь между трещиноватостью и параметрами ФЕС пород коллекторов определяется интенсивностью и направленностью векторов напряжений как современных, так и существовавших в другие периоды постседиментационной истории развития карбонатного коллектора.

В качестве параметра, отражающего связь между трещиноватостью и коэффициентами пористости и проницаемости для отложений башкирского яруса АГКМ, может быть использован эмпирический параметр активности трещин – $K_{а.т.(n)}$, рассчитанный для n более 20 и 60 т/м согласно выражению.

$$K_{a.t.(n)} = (\Gamma_{t.(n)})^2 / (K_1 \times K_2), \quad (1)$$

где $\Gamma_{t.(n)}$ – процентное средневзвешенное или среднеарифметическое содержания образцов (шлифов) в кернах, отобранном из башкирских отложений, в которых процентная частота встречаемости вертикальных и горизонтальных эффективных трещин более n ; $K_1(K_3)$ – средневзвешенное (среднеарифметическое) процентное содержания образцов (шлифов) в кернах, отобранном из башкирских отложений, содержащих трещины заполненные минералами вторичного происхождения (кальцием и др.); $K_2(K_4)$ – средневзвешенное (среднеарифметическое) процентное содержание образцов (шлифов) в кернах, отобранном из башкирских отложений, содержащих стилолитовые швы.

Результаты расчётов параметра $K_{a.t.(n)}$ при n более 20 и 60 т/м. показывают на наличие высокой корреляционной связи между параметром активности трещин и коэффициентами средневзвешенной пористости и проницаемости.

Для средневзвешенных оценок параметра $\Gamma_t(n)$ коэффициент корреляции между $K_{a.t.(20)}$ и коэффициентами средневзвешенной пористости и проницаемости составили соответственно 0,68 и 0,77. Между $K_{a.t.(60)}$ и коэффициентами средневзвешенной пористости и проницаемости составляют соответственно 0,66 и 0,69.

Для среднеарифметических оценок параметра $\Gamma_t(n)$ коэффициент корреляции между $K_{a.t.(20)}$ и коэффициентами средневзвешенной пористости и проницаемости составили соответственно 0,84 и 0,8. Между $K_{a.t.(60)}$ и коэффициентами средневзвешенной пористости и проницаемости составляют соответственно 0,67 и 0,73.

Более высокие показатели коэффициентов корреляции для среднеарифметических оценок активности трещин указывают на погрешности при использовании средневзвешенных оценок, которые вызваны неравномерностью распределения отобранных образцов керна по вертикали, обусловленного его невысоким выносом (в среднем 32 %).

По параметру $K_{a.t.(n)}$, башкирский разрез вскрытый скважинами 42А, 43А, 5А, 45А характеризуется аномально высокими величинами, значительно превышающими среднее, что может свидетельствовать о высокой современной гидродинамической активности трещин во вскрытых породах. По данным сейсморазведки, эти скважины расположены в пределах сети нарушений, соосной с регматической (СНСР).

Нарушения, составляющие СНСР, характеризуются как сбросо-взбросовые, имеют значительную протяженность и малую амплитуду (в основном до 50 м). В плане они имеют слабовыраженную дугообразную форму. Составляющие СНСР ортогональные системы нарушений имеют северо-западное (наиболее устойчивое, с периодичностью расстояния между нарушениями 3–4 км) простирание и северо-восточное [12]. Достоверность существования этих систем нарушений ранее было подтверждено наличием аномально высоких концентраций радона и гелия, а также их колебаний во времени в пределах сети нарушений, соосных с регматической, в результатах радоновой и гелиевой съёмок выполненной в пределах эксплуатационного участка АГКМ [11].

Наблюдаемая высокая корреляционная связь между пространственной ориентацией СНСР с диагональной сетью нарушений, выделяемой в пределах Восточно-Европейской платформы и являющихся частью общепланетарной (регматической) сети разломов и трещиноватости, позволяет связывать их генезис с едиными механизмами их формирования.

Геодинамика появления регматической сети разломов определяется разломно-блоковым строением кристаллического фундамента, генетически связанным с тектоникой плит [6, 9]. Естественно, что и гидродинамическая активность таких разломов будет связана с действием внутриплитных напряжений, обусловленных планетарными силами, на которые наложены напряжения, связанные с возникающими по иным причинам стрессами [5, 16]. Последние могут преобладать в тот или иной отрезок времени, формируя собственные гидродинамические системы.

Независимо от времени складчатости для регматической сети разломов и трещиноватости характерно сохранение общей ориентации направлений разломных систем в соответствии с осью вращения Земли. Это объясняется возникновением разломной тектоники и трещиноватости в соответствии с напряжениями, проявляющимися в процессе сжатия планеты как эллипсоида вращения при изменении угловой скорости. Планетарная трещиноватость (как и сеть глубинных и региональных разломов) сохраняет свою ориентировку в породах различного возраста, несмотря на изменчивость положения литосферных плит с их вращением по отношению к координатной сети земного шара. Это свидетельствует о том, что при наличии в верхах коры большого количества разноориен-

тированных трещин, при снижении тектонической активности, энергетически выгодно возобновление старых трещин по сравнению с заложением новых по новым направлениям [15]. Трещины в пределах таких нарушений будут отличаться повышенной гидродинамической активностью.

Полученные аномально высокие параметры активности трещин для башкирских разрезов, вскрытых скважинами 42А, 43А, 5А, 45А являются, по данным бурения, прямым доказательством существования систем нарушений соосных регматической и современной гидродинамической активности флюидов в них.

Литература

1. Арье А. Г. Физические основы фильтрации подземных вод. М.: Недра, 1984. С. 101.
2. Багдасарова М. В. Особенности флюидных систем зон нефтегазоаккумуляции и геодинамические типы месторождений нефти и газа // Геология нефти и газа. 2001. № 3. С. 50–56.
3. Багринцева К. И. Условия образования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа. М.: Изд-во РГГУ, 1999. 285 с.
4. Бродский А. Я. Тектоно-седиментационные особенности девон-каменноугольных отложений Астраханского свода / А.Я. Бродский, В.В. Пыхалов, В.А. Захарчук, А.К. Токман, О.В. Тинакин // Геология нефти и газа. 2008. № 1. С. 46–49.
5. Буртман В. С. Стационарная сеть разломов континента и мобилизм // Геотектоника. 1978. № 3. С. 26–37.
6. Короновский Н. В., Ломизе М. Г. Концепция глубинных разломов и тектоника плит // Фундаментальные проблемы общей тектоники. М.: Научный мир, 2001. С. 344–373.
7. Курышев А. Д., Умнов Е. С. К вопросу о выделении типов карбонатных коллекторов Астраханского ГКМ по данным исследований керна // Геологическое строение и нефтегазоносность Нижнего Поволжья. Саратов: Приволжское кн. изд-во, 1984. Вып. 5. С. 15–19.
8. Курышев А. Д. Карбонатные коллекторы Астраханского серогазоконденсатного месторождения: дис. ... канд. геол.-минерал. наук. Л., 1988.
9. Лобковский Л. И., Никишин А. М., Хаин В. Е. Современные проблемы геотектоники и геодинамики. М.: Научный мир, 2004. С. 609.
10. Назаренко В. С., Резников А. Н. Хронобарометрический анализ гидродинамических и гидрогеохимических процессов в нефтегазоносных бассейнах // Нефтегазовая геология на рубеже веков. Прогноз, поиски, разведка и освоение месторождений. Фундаментальные основы нефтяной геологии. СПб.: ВНИГРИ, 1999. С. 167–172.
11. Постнов А. В. Геолого-структурная основа геодинамического мониторинга на Астраханском газоконденсатном месторождении / А. В. Постнов, Д. Р. Рамеева, В. В. Захарова, О. Г. Шириягин // Разведка и освоение нефтяных и газоконденсатных месторождений: сб. науч. трудов АНИПИгаз. Астрахань: Изд-во ИПЦ «Факел» ООО «Астраханьгазпром», 2003. Вып. 4. С. 39–42.
12. Пыхалов В. В., Бродский А. Я. Формирование системы ортогональных тектонических нарушений Астраханского свода // Юг России: экология, развитие. 2011. № 3. С. 107–111.
13. Резников А. Н., Назаренко В. С., Хрупина М. В. Вероятностно-статистическое моделирование преобразований коллекторских свойств карбонатных пород в зоне катагенеза // Геология нефти и газа. 1998. № 2. С. 16–23.
14. Страхов П. Н. Причины ослабления корреляционных связей между условиями осадконакопления и емкостными свойствами карбонатных отложений. М.: Геология нефти и газа, 1996. С. 11–12.
15. Хаин В. Е., Ломизе М. Г. Геотектоника с основами геодинамики. М.: Изд-во Московского ун-та, 1995. 324 с.
16. Watteson J. Mechanism for the persistence of tectonic lineaments // Nature. 1975. Vol. 253. N. 5492. P. 520–521.