DOI: 10.15593/2224-9923/2015.14.4

УДК 622.276

© Мордвинов В.А., Мартюшев Д.А., Ладейщикова Т.С.,
Горланов Н.П., 2015

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ЕСТЕСТВЕННОЙ ТРЕЩИНОВАТОСТИ КОЛЛЕКТОРА НА ДИНАМИКУ ПРОДУКТИВНОСТИ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН ОЗЕРНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В.А. Мордвинов, Д.А. Мартюшев, Т.С. Ладейщикова, Н.П. Горланов

Пермский национальный исследовательский
политехнический университет, Пермь, Россия

Изучение геологического строения карбонатных коллекторов нефтяных месторождений, находящихся на севере Пермского края, показало, что трещинная составляющая играет значительную роль в процессе фильтрации жидкости в пласте. Эффективность извлечения углеводородов при разработке сложнопостроенных карбонатных залежей во многом зависит от учета характера пространственного распределения трещиноватости по объему залежи и раскрытости естественных трещин. В результате исследований скважин Озерного нефтяного месторождения (залежь Т-Фм) выявлено преобладающее северо-западное и юго-восточное простирание естественных трещин. Дана оценка влияния естественной трещиноватости коллектора на разных участках залежи на динамику продуктивности добывающих скважин. Выявлено, что в процессе фильтрации флюида к забоям добывающих скважин участвуют пропластки, которые обладают менее 5 % пористости, что указывает на наличие естественной трещиноватости. Информацию о доминирующих направлениях открытой трещиноватости и ее раскрытости следует учитывать при задании азимутальных направлений бурения горизонтальных и наклонных стволов скважин, а также при проектировании системы поддержания пластового давления. Скважины, пробуренные перпендикулярно направлению распространения трещиноватости в коллекторе с низкой проницаемостью и пористостью, будут пересекать системы трещин, что обеспечит их более высокую производительность или приемистость.

Ключевые слова: карбонатный коллектор, сложнопостроенная залежь, деформации коллектора, естественная трещиноватость, раскрытость трещин, гидродинамические исследования скважин, коэффициент продуктивности скважины, роза-диаграмма трещиноватости, потокометрические исследования, направление трещиноватости, шлифы горных пород, забойное давление, пластовое давление, сложное геологическое строение, метод Уоррена – Рута.

ESTIMATION OF EFFECTS OF NATURAL RESERVOIR FRACTURING ON PRODUCING WELL PERFORMANCE

V.A. Mordvinov, D.A. Martiushev, T.S. Ladeishchikova, N.P. Gorlanov

Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russian Federation

The study of the geological structure of carbonate reservoirs of oil fields in the north of the Perm krai has showed that fracturing features play significant role in the process of liquid filtration in the reservoir. Efficiency of hydrocarbons extraction in the development of complex carbonate reservoirs depends largely on due regard for the nature of a spatial distribution of fractures in the bulk and opening of natural fractures. Investigation of the wells of the Ozerное oil field (T-Fm deposit) revealed natural fractures concentration in the north-western and south-eastern areas. The influence of the natural reservoir fracturing in different intervals on producing wells performance is estimated. It is discovered that interlayers of less than 5 % porosity take part in the process of fluid filtration down to bottom hole, which testifies to the presence of natural fracturing. Data on the dominant directions of open fracturing and its opening should be taken account of in determining borehole directions to drill horizontal and inclined wells and in designing systems of reservoir pressure maintenance. The wells drilled perpendicularly to the fracturing direction in the reservoir of low permeability and porosity will intersect with fracture systems, which boost well productivity and its intake capacity.

Keywords: carbonate reservoir, complex deposit, reservoir deformations, natural fracturing, fracture opening, hydrodynamic well study, well flow factor, fracturing rose diagram, flowmetry research, rift direction, thin rock sections, bottom hole pressure, complex geology, Warren–Root method.

Введение

Значительная часть запасов углеводородов на территории Пермского края приурочена к сложнопостроенным карбонатным коллекторам, для которых характерно наличие двойной пустотности – матричной и трещинной [1, 2]. При разработке нефтяных залежей в таких коллекторах установлено значительное влияние изменения пластовых $p_{пл}$ и забойных $p_{заб}$ давлений на коэффициенты продуктивности добывающих скважин [3–6].

Эффективность извлечения углеводородов при разработке сложнопостроенных карбонатных залежей во многом зависит от учета при проектировании и регулировании процессов извлечения углеводородов характера пространственного распределения трещиноватости по объему залежи и раскрытости естественных трещин.

Общая геолого-физическая характеристика Озерного месторождения

Карбонатная залежь нефти в турнейско-фаменских (Т-Фм) отложениях Озерного месторождения на севере Пермского края, обладающая двойной пустотностью, характеризуется еще одной особенностью: по площади распространения залежи установлено чередование коллекторов разной емкости для одних и тех же стратиграфических горизонтов, связанное с условиями седиментации. Такое сложное строение привело к чередованию на площади коллекторов разной емкости для одного стратиграфического горизонта. Наиболее емкими являются образования центральной межрифтовой (межкупольной) части залежи. В более низкорельефные участки при седиментации происходил снос микритового материала, поэтому аналогичные пачки в разрезах, вскрывших эти более глубокие участки, менее емкие. Менее емкими являются и собственно рифогенные обра-

зования, представленные водорослевыми известняками. Такие генетические признаки, как состав карбонатного компонента и сильная эпигенетическая цементация цементом первой генерации свидетельствуют о медленном накоплении осадков и длительном их пребывании на стадии диагенеза, что привело к полному или значительному залечиванию пустотного пространства горных пород на этой стадии, поэтому известняки слабо были подвержены выщелачиванию. На рубеже франкского, фаменского и турнейского веков зафиксированы значительные перерывы в осадконакоплении. Турнейские отложения залегают в виде кольца, обрамляя со всех сторон разрушенную франкско-фаменскую структуру (рис. 1) [7–10].

Геолого-физическая характеристика Озерного месторождения

Показатели (параметры)	Значение
Глубина залегания	1830 м
Начальное пластовое давление $p_{пл.нач}$	18,2 МПа
Газонасыщенность пластовой нефти $G_{н.пл}$	139 м ³ /т
Давление насыщения пластовой нефти газом $p_{нас}$	10,94 МПа
Вязкость пластовой нефти	1,13 МПа·с

Рис. 1. Фациальная схема франкско-фаменского органогенного массива

Ширину (раскрытие) естественных трещин можно измерить под микроскопом в шлифах или непосредственно на гранях кубика при помощи бинокулярной лупы. Одним из условий проведения таких исследований является наличие ориентированного керна.

Используя ориентированный керновый материал, отобранный из скв. 407 Озерного месторождения, изготовили четыре шлифа через расстояние 10 см. На рис. 2, а представлен один из шлифов, с помощью которого определена средняя раскрытость естественных трещин (30,1 мкм) и преобладающая ориентация трещин в пространстве.

Рис. 2. Шлиф горной породы (а) и роза-диаграмма трещиноватости (б) скв. 407

В течение месяца после ввода скважины в эксплуатацию на ней проведены гидродинамические исследования с получением КВД. Обработка КВД методом Уоррена – Рута [11] позволила определить среднюю раскрытость трещин – 31,4 мкм, которая практически совпала с полученной по шлифам.

Обработка данных геофизических и гидродинамических исследований

При обработке компанией ПИТЦ «Геофизика» данных волнового и кросс-дипольного акустического каротажа скв. 407 статистическим методом построена роза-диаграмма трещиноватости (рис. 2, б), отражающая распределение трещин по азимутам и углам падения. На диаграмме выделяются наиболее выраженные (длинные) лучи, указывающие на направление простирания наиболее распространенных и протяженных трещин. Обработкой данных еще по семи скважинам, находящимся в разных частях залежи, нами установлено преобладающее северо-западное и юго-восточное простирание трещиноватости, что подтверждает результаты анализа шлифов.

Полученные выводы о направлениях распространения трещиноватости подтверждаются результатами обработки данных гидродинамических исследований: гидропрослушивания (ГП), кривых падения давления (КПД) и КВД [12, 13]. Выявлено, что в северо-западном и юго-восточном направлениях гидродинамические параметры пласта между скважинами 453–454 в несколько раз выше, чем в северо-восточном и юго-западном направлениях между скважинами 453–455, что связано с основными направлениями трещиноватости (таблица).

Результаты интерпретации КПД и КВУ для скважин, находящихся в зоне рифового гребня, приобретают вид ломаной из трех звеньев, что является диагностическим признаком среды с двойной пустотностью (рис. 3, 4) [14–16].

Результаты исследований скважин методами КПД, КВД и ГП

Номер скважины	Вид исследований	Пьезопроводность, $\text{м}^2/\text{с}$	Гидропроводность, $\text{мкм}^2 \cdot \text{см}/\text{МПа} \cdot \text{с}$	Проницаемость, мкм^2
453	КПД	0,29	26,3	0,0148
454	КВД	0,92	84,4	0,0189
455	КВД	0,07	5,8	0,0014
453–454	ГП	0,69	14,8	0,0172
453–455	ГП	0,27	1,3	0,0072

а

б

Рис. 3. КВД скв. 407 Озерного месторождения:
а – 2006 г.; б – 2013 г.

Существенное влияние на динамику дебитов оказывает тип вскрытого разреза. В случае, если скважина вскрывает трещиноватый коллектор, находящийся в зоне рифового гребня, коэффициент продуктивности резко снижается в первые месяцы работы и в дальнейшем держится на определенном низком уровне (рис. 5, а). Для преимущественно порового коллектора коэффициент продуктивности снижается со значительно меньшим темпом (рис. 5, б).

Результаты потокометрических исследований подтверждают наличие открытой трещиноватости в зоне рифового гребня, остальная часть коллектора имеет трещины, в значительной мере заполненные вторичным материалом.

а

б

Рис. 4. КВД скв. 443 Озерного месторождения:
а – 2010 г.; б – 2013 г.

Рис. 5. Динамика коэффициентов продуктивности скв. 407 (а) и 443 (б) при снижении забойных давлений

Рис. 6. Результаты потокометрических исследований скв. 407 (а) и 443 (б): ■ – проницаемые прослои с пористостью более 5 %; ■ – проницаемые прослои с пористостью менее 5 %

На рис. 6, а показано выделение пропластков, участвующих в притоке жидкости в скважину по мере снижения забойного давления. По скв. 407 в период 2006–2009 гг. забойное давление снизилось с 5,56 до 3,29 МПа, что привело к уменьшению коэффициента продуктивности с 14,2 до 0,21 м³/(сут·МПа), т.е. в 67 раз. В 2006 г. работали пропластки с пористостью менее 5 %, которая считается пороговой для фильтрации флюидов. В 2009 г. количество таких пропластков значительно уменьшилось, основ-

ной приток был получен из пропластков с пористостью более 5 %. Очевидно, что наибольшее влияние на снижение $K_{\text{прод}}$ и уменьшение числа пропластков, участвующих в притоке, оказали деформационные процессы, связанные со смыканием естественных трещин, особенно в призабойной зоне.

Рассматривая дебитометрию скв. 443, показанную на рис. 6, б, находящуюся в зоне рифового склона, можно отметить, что приток жидкости в скважину происходит из пропластков, имеющих порис-

тость более 10 % как в 2002 г., так и в 2012 г. Со снижением забойного давления с 10,9 (2002) до 7,2 МПа (2012) количество пропластков, участвующих в притоке, уменьшилось, произошло снижение $K_{\text{прод}}$ с 84,6 до 32,2 м³/(сут·МПа), т.е. в 2,7 раза. Очевидно, что в пласте присутствуют естественные трещины, заполненные вторичным материалом, который не позволяет при снижении давления им полностью сомкнуться.

Заключение

Информацию о доминирующих направлениях открытой трещиноватости

следует учитывать при задании азимутальных направлений бурения горизонтальных и наклонных стволов скважин и при заводнении залежи. Скважины, пробуренные перпендикулярно направлению распространения трещиноватости в коллекторе с низкой проницаемостью и пористостью, будут пересекать системы трещин, что обеспечит их более высокую производительность. В случае заводнения несоответствие направления трещин с фронтом движения воды увеличит эффективность процесса вытеснения нефти к забоям добывающих скважин.

Список литературы

1. Денк С.О. Проблемы трещиноватых продуктивных объектов. – 2-е изд., доп. и перераб. – Пермь: Электрон. изд. системы, 2004. – 334 с.
2. Викторин В.Д. Влияние особенностей карбонатных коллекторов на эффективность разработки нефтяных залежей. – М.: Недра, 1988. – 150 с.
3. Мартюшев Д.А., Мордвинов В.А. Изменение дебита скважин нефтегазоконденсатного месторождения при снижении пластовых и забойных давлений // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 1. – С. 67–69.
4. Дзюбенко А.И., Никонов А.Н. Определение фильтрационных характеристик продуктивного пласта по результатам исследования нефтяных скважин, добывающих обводненную продукцию // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – № 4. – С. 56–63.
5. Ерофеев А.А., Мордвинов В.А. Изменение свойств призабойной зоны скважины в процессе разработки бобриковской залежи Унвинского месторождения // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – № 5. – С. 57–62.
6. Лядова Н.А., Яковлев Ю.А., Распопов А.В. Геология и разработка нефтяных месторождений Пермского края / Всерос. науч.-исслед. ин-т орг.-управления и эк-ки нефтегаз. промышленности. – М., 2010. – 335 с.
7. Earlougher R.C. Jr. Advances in well test analysis // Society of Petroleum Engineers of AIME. – New York, 1977. – P. 264.
8. Tiab D., Donaldson E.C. Petrophysics: Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. – 2nd ed. – Elsevier, 2004. – 889 p.
9. Оценка анизотропии проницаемости карбонатных коллекторов по кривым восстановления давления / С.С. Черепанов, Д.А. Мартюшев, И.Н. Пономарева, Г.П. Хижняк // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 4. – С. 60–61.
10. Мартюшев Д.А., Вяткин К.А. Определение параметров естественных трещин карбонатного коллектора методом трассирующих индикаторов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 7. – С. 86–88.
11. Черепанов С.С., Мартюшев Д.А., Пономарева И.Н. Оценка фильтрационно-емкостных свойств трещиноватых карбонатных коллекторов месторождений Предуральяского краевого прогиба // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 3. – С. 62–65.
12. Мордвинов В.А., Мартюшев Д.А., Черных И.А., Пузиков В.И. Оценка параметров пласта и продуктивности скважин при его разработке на естественном режиме // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 6. – С. 31–33.
13. Martinez N.R., Samaniego F.V. Advances in analysis of pressure interference tests // Journal of Canadian petroleum technology. – 2010. – Vol. 49, № 12. – P. 65–70.
14. Мартюшев Д.А. Оценка трещиноватости карбонатных коллекторов вероятностно-статистическими методами // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 4. – С. 51–53.
15. Reiss L.H. The Reservoir engineering aspects of fractured formations / Institut francais du petrole, 1980. – P. 110.
16. Bortolan Neto L., Kotousov A. Residual opening of hydraulic fractures filled with compressible proppant // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. – 2013. – № 61. – P. 223–230.

References

1. Denk S.O. Problemy treshchinovatykh produktivnykh ob'ektov [Problems of fractured productive formations]. Perm: Elektronnyye izdatel'skie sistemy, 2004. 334 p.
2. Viktorin V.D. Vlianie osobennostei karbonatnykh kolektorov na effektivnost' razrabotki neftyanykh zalezhei [Influence of carbonate reservoir features on oil field development efficiency]. Moscow: Nedra, 1988. 150 p.
3. Martiushev D.A., Mordvinov V.A. Izmenenie debita skvazhin neftegazokondensatnogo mestorozhdeniia pri snizhenii plastovykh i zaboinykh davlenii [Variations of oil output from oil and gas condensate deposit on lowering reservoir and bottom hole pressure]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2014, no. 1, pp. 67–69.
4. Dziubenko A.I., Nikonov A.N. Opredelenie fil'tratsionnykh kharakteristik produktivnogo plasta po rezul'tatam issledovaniia neftyanykh skvazhin, dobyvaushchikh obvodnennuiu produkciiu [Determining flow characteristics of productive formations following studies of the wells producing watercut oil]. *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2012, no. 4, pp. 56–63.
5. Erofeev A.A., Mordvinov V.A. Izmenenie svoistv prizaboinoi zony skvazhiny v protsesse razrabotki bobrikovskoi zalezhi Un'vinskogo mestorozhdeniia [Evolution of properties of the bottom-hole area in developing the Bobrikovsky deposit of the Unvinsky field]. *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2012, no. 5, pp. 57–62.
6. Liadova N.A., Iakovlev Iu.A., Raspopov A.V. Geologiya i razrabotka neftyanykh mestorozhdenii Permskogo kraia [Geology and development of oil field in the Perm kraj]. Moscow: Vserossiiskii nauchno-issledovatel'skii institut organizatsii, upravleniia i ekonomiki neftegazovoi promyshlennosti, 2010. 335 p.
7. Earlougher R.C. Jr. Advances in well test analysis. *Society of Petroleum Engineers of AIME*. New York, 1977, p. 264.
8. Tiab D., Donaldson E.C. Petrophysics: Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties, 2nd ed. Elsevier, 2004. 889 p.

9. Cherepanov S.S., Martiushev D.A., Ponomareva I.N., Khizhniak G.P. Otsenka anizotropii pronitsaemosti karbonatnykh kolektorov po krivym vosstanovleniya davleniya [Evaluation of permeability anisotropy in carbonate reservoirs using pressure build up curves]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2013, no. 4, pp. 60–61.
10. Martiushev D.A., Viatkin K.A. Opredelenie parametrov estestvennykh treshchin karbonatnogo kolektora metodom trassirovushchikh indikatorov [Determining parameters of natural fractures in carbonate reservoirs by tracing indicators technique]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2014, no. 7, pp. 86–88.
11. Cherepanov S.S., Martiushev D.A., Ponomareva I.N. Otsenka fil'tratsionno-emkostnykh svoystv treshchinovatykh karbonatnykh kolektorov mestorozhdenii Predural'skogo kraevogo progiba [Assessment of reservoir properties of fractured carbonate reservoirs in Pre-Ural depression fields]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2013, no. 3, pp. 62–65.
12. Mordvinov V.A., Martiushev D.A., Chernykh I.A., Puzikov V.I. Otsenka parametrov plasta i produktivnosti skvazhin pri ego razrabotke na estestvennom rezhime [Evaluation of formation parameters and well output in depletion development]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2014, no. 6, pp. 31–33.
13. Martinez N.R., Samaniego F.V. Advances in analysis of pressure interference tests. *Journal of Canadian petroleum technology*, 2010, vol. 49, no. 12, pp. 65–70.
14. Martiushev D.A. Otsenka treshchinovatosti karbonatnykh kolektorov veroyatno-statisticheskimi metodami [Evaluation of carbonate reservoir fracturing by probabilistic-statistical methods]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2014, no. 4, pp. 51–53.
15. Reiss L.H. The Reservoir engineering aspects of fractured formations. Institut francais du petrole, 1980. 110 p.
16. Bortolan Neto L., Kotousov A. Residual opening of hydraulic fractures filled with compressible proppant. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2013, no. 61, pp. 223–230.

Об авторах

Мордвинов Виктор Антонович (Пермь, Россия) – кандидат технических наук, профессор кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета (614600, г. Пермь, Комсомольский пр., 29; e-mail: mva44@bk.ru).

Мартюшев Дмитрий Александрович (Пермь, Россия) – аспирант кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета (614600, г. Пермь, Комсомольский пр., 29; e-mail: martyshev@inbox.ru).

Ладейщикова Татьяна Сергеевна (Пермь, Россия) – Пермский национальный исследовательский политехнический университет (614600, г. Пермь, Комсомольский пр., 29; e-mail: ladeyshikova.tanya@yandex.ru).

Горланов Николай Петрович (Пермь, Россия) – Пермский национальный исследовательский политехнический университет (614600, г. Пермь, Комсомольский пр., 29; e-mail: gorlanov_kolya@mail.ru).

About the authors

Viktor A. Mordvinov (Perm, Russian Federation) – Ph. D. in Technical Sciences, Professor, Department of Oil-and-gas Technology, Perm National Research Polytechnic University (614990, Perm, Komsomolsky av., 29; e-mail: mva44@bk.ru).

Dmitrii A. Martyshev (Perm, Russian Federation) – Postgraduate Student, Department of Oil-and-gas Technology, Perm National Research Polytechnic University (614990, Perm, Komsomolsky av., 29; e-mail: martyshev@inbox.ru).

Tatiana S. Ladeishchikova (Perm, Russian Federation) – Perm National Research Polytechnic University (614990, Perm, Komsomolsky av., 29; e-mail: ladeyshikova.tanya@yandex.ru).

Nikolai P. Gorlanov (Perm, Russian Federation) – Perm National Research Polytechnic University (614990, Perm, Komsomolsky av., 29; e-mail: gorlanov_kolya@mail.ru).

Получено 11.09.2014

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Оценка влияния естественной трещиноватости коллектора на динамику продуктивности добывающих скважин Озерного месторождения / В.А. Мордвинов, Д.А. Мартюшев, Т.С. Ладейщикова, Н.П. Горланов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 14. – С. 32–38. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.14.4

Please cite this article in English as:

Mordvinov V.A., Martyshev D.A., Ladeishchikova T.S., Gorlanov N.P. Estimation of effects of natural reservoir fracturing on producing well performance. *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2015, no. 14, pp. 32–38. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.14.4