

ГЕОЛОГИЯ, ПОИСК И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

DOI: 10.15593/2224-9923/2015.14.1

УДК 553.982.2

© Черепанов С.С., 2015

КОМПЛЕКСНОЕ ИЗУЧЕНИЕ ТРЕЩИНОВАТОСТИ КАРБОНАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ МЕТОДОМ УОРРЕНА – РУТА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДАННЫХ СЕЙСМОФАЦИАЛЬНОГО АНАЛИЗА (НА ПРИМЕРЕ ТУРНЕ-ФАМЕНСКОЙ ЗАЛЕЖИ ОЗЕРНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)

С.С. Черепанов

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», Пермь, Россия

Проведен анализ методов изучения развития трещиноватости коллекторов для турне-фаменских залежей Соликамской депрессии. Наиболее информативным при изучении трещиноватости является подход, основанный на анализе результатов гидродинамических исследований скважин методом восстановления давления с привлечением kernового материала и результатов интерпретации 3D-сейсморазведки. На примере фаменской залежи Озерного месторождения рассмотрены возможности применения модели Уоррена – Рута при обработке кривых восстановления давления с оценкой параметров трещиноватости. В результате для 20 скважин коллекторы отнесены к трещинному типу, для 32 скважин – к гранулярному типу. Построена схема, отражающая зональность трещиноватости по площади залежи. Привлечена литолого-фациальная модель залежи, полученная по материалам исследования керна и 3D-сейсморазведки. Установлено, что трещиноватость характерна для фаменских отложений фациальной зоны верхнего тылового шлейфа и прилегающих к ней участков. На основе связи работающих интервалов трещин с зоной верхнего тылового шлейфа сделан вывод о наличии для данного эксплуатационного объекта палеокарстовых трещин. Гранулярный тип коллектора приурочен к литолого-фациальным зонам биогермного ядра, нижней части тылового шлейфа и рифовому склону.

Ключевые слова: Соликамская депрессия, турне-фаменские залежи, трещинный коллектор, гранулярный коллектор, гидродинамические исследования, кривая восстановления давления, модель Уоррена – Рута, литолого-фациальные зоны, 3D-сейсморазведка.

INTEGRATED RESEARCH OF CARBONATE RESERVOIR FRACTURING BY WARREN–ROOT METHOD USING SEISMIC FACIES ANALYSIS (EVIDENCE FROM TOURNAISIAN-FAMENNIAN DEPOSIT OF OZERNOE FIELD)

S.S. Cherepanov

LLC “LUKOIL-PERM”, Perm, Russian Federation

Analysis of the methods for studying development of fracturing in reservoirs of the Tournaisian-Famennian deposits of the Solikamskaya depression is carried out. The most informative approach in investigating fracturing is that based on the analysis of the results of hydrodynamic well test by pressure build up involving core material and 3D-seismic survey interpretation results. By the example of the Famennian deposit of the Ozerne field the authors consider possibilities of applying the Warren–Root model in processing pressure build up curves with the assessment of fracture parameters. The results allow classifying reservoirs of 20 wells as of a fractured type while ones of 32 wells as of a granular type. The scheme showing fracturing zonality throughout the deposit is generated. The lithofacies model of the deposit is applied, which is obtained by core samples study and 3D-seismic survey. It was found that fracturing is typical of the Famennian deposits of the facies zone of the upper rear zone and adjacent areas. Comparing the operational fracture intervals with the upper rear zone enables to conclude that the current formation is distinguished by paleokarst fractures. A granular type of collector relates to the litho-facies zones of a bioherm core, the lower part of the rear zone and reef flank.

Keywords: Solikamskaya depression, Tournaisian-Famennian deposits, fractured reservoir, granular reservoir, hydrodynamic research, pressure build up curve, Warren–Root model, lithofacies zone, 3D seismic survey.

На территории одного из перспективных нефтегазоносных районов Пермского края – Соликамской депрессии основные запасы нефти приурочены к терригенным отложениям визейского и карбонатным отложениям башкирского, турнейского и фаменского ярусов. При этом наиболее сложным для оценки извлекаемых запасов эксплуатационным объектом являются турне-фаменские залежи, для которых стандартные методы оценки коллекторских свойств не всегда дают достоверную оценку геологического строения [1].

Турне-фаменские залежи Соликамской депрессии представляют собой промышленные скопления преимущественно на участках пористых и кавернозных зон фамена, перекрытых пачкой плотных глинистых известняков, реже в турнейских отложениях. Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов характеризуются как особенностями седиментации, так и вторичными преобразованиями.

Коллекторы порового типа для территории исследования сложены преимущественно известняками со сгустковой и комковатой структурами, а также детритовыми и детритово-биоморфными. Известняки из интервалов, отнесенных к неколлекторам, обычно хорошо цементированы, часто трещиноваты. По данным В.П. Митрофанова, для зон отсутствия гранулярного коллектора характерны процессы выщелачивания и интенсивная кавернозность [2]. Такие интервалы представлены преимущественно плотными, крепкими, массивными известняками и доломитами. Межзерновая проницаемость по результатам керновых исследований в них крайне мала и варьируется в пределах от $7 \cdot 10^{-6}$ до $1,74 \cdot 10^{-3}$ мкм² [3]. Тем не менее из этих объектов получают фонтанные притоки нефти и газа, что объясняется микро- и макротрещиноватостью пород. Так, при анализе влияния на дебиты нефти значений нефтенасыщенных толщин коллек-

торов и гидропроводности пласта для турне-фаменских залежей данной территории в работе [4] отмечена сложность получения достоверных зависимостей. Это объяснено большими погрешностями в определении работающих толщин трещиноватых объектов. Отмечено, что метод расходографии для турне-фаменских пластов показывает, что работающие интервалы часто не совпадают с выделенными по геофизическим исследованиям скважин (ГИС) интервалами гранулярного коллектора [4].

Сравнение расчетных дебитов нефти по статистическим зависимостям через нефтенасыщенные толщины гранулярного коллектора, выполненное в работе [5], показало, что для турне-фаменских залежей Соликамской депрессии, в отличие от башкирских залежей, такие зависимости допускают большие погрешности и неинформативны для прогноза технологических характеристик разработки. Таким образом, анализ показывает, что для турне-фаменских залежей стандартные методы ГИС в ряде случаев не дают объективной оценки фильтрационно-емкостных свойств пород ввиду недоучета их трещиноватости.

Одним из основных способов экспресс-оценки трещиноватости пород является анализ результатов потокометрических исследований в добывающих и нагнетательных скважинах. Признаком наличия трещин считается получение притока из интервалов, которые по ГИС выделены как непроницаемые. Однако данным методом сложно объективно оценить долю участия трещин в процессе фильтрации малопроницаемого гранулярного коллектора. Кроме этого недостатком является высокая зависимость достоверности результатов от погрешности применяемых расходомеров и от точности установления глубины интервала регистрируемого притока.

Результаты исследований трещиноватости керна турне-фаменских отложений для территории исследования наиболее

системно обобщены А.П. Вилесовым. В работе [6] выделены следующие генетические морфотипы трещин:

- гравитационных смещений и оползаний по рифовому склону;
- усыхания и растрескивания частиц литифицированных осадков;
- элювиальных горизонтов;
- палеокарстовых обрушений и сколов;
- деформаций слоев пород по контактам поверхности напластования;
- тектонические, обусловленные блоковым напряжением пород.

Для большинства морфотипов трещин характерно залечивание емкостного пространства кальцитом ввиду их формирования на ранней стадии диагенеза, а также небольшие размеры. Исключение составляют трещины палеокарстовых обрушений и сколов, длина которых изменяется в широких пределах, видимая длина достигает 1,5 м. Их формирование связано с периодами значительных падений относительного уровня моря и интенсивным воздействием на карбонатные породы метеорных вод, приводящим к образованию полостей растворения различных размеров. Палеокарстовые полости и зоны растворения вертикально ориентированы, неравномерно заполнены разнородным карбонатным и глинисто-карбонатным материалом. Палеокарстовые трещины тесно связаны с палеокарстовыми полостями, размеры последних составляют от долей миллиметров до нескольких миллиметров [6].

Наиболее интенсивно процессы карстования органогенных построек протекали в переходной зоне от биогермного ядра к верхней части тылового шлейфа. К этим участкам рифов приурочены самые высокодебитные добывающие скважины. Проводимость палеокарстовых трещин является наиболее высокой по сравнению со всеми другими генетическими морфотипами трещин [6].

Вторым морфотипом трещин, потенциально влияющим, по данным А.П. Ви-

лесева, на фильтрационно-емкостные характеристики коллекторов, являются тектонические трещины. Этот тип наиболее типичен в массивных и плотных водорослевых известняках биогермного ядра рифовых массивов. Трещины преимущественно тонкие, шириной 0,1–0,5 мм, субвертикальные и наклонные. Для фильтрации флюидов в плотных водорослевых известняках тектонические трещины играют ведущую роль [6].

Использование керноберегающих снарядов только в последние десятилетия позволило более детально исследовать литологическое строение новых рифов, провести систематизацию разнообразия трещин и наметить преобладающие зоны их распространения в теле верхнедевонских построек [6]. В связи с этим при оценке трещиноватости турне-фаменских объектов на керновом материале необходимо отметить невысокую для территории исследования освещенность разреза представительным керном и сложности изучения на керне трещин больших размеров. В меньшей степени этими недостатками обладают специальные методы ГИС. В работе [7] приведены успешные примеры использования для оценки трещиноватости метода FMI, скважинного акустического телевизора и др. Вместе с тем успешное применение этих методов связано с жесткими требованиями, предъявляемыми к буровым растворам.

В этой связи значительно возрастает роль гидродинамических исследований (ГДИ) – способа, позволяющего получать большой объем информации о свойствах и геологическом строении залежи в любой период ее эксплуатации [8]. В настоящее время интерпретация кривых восстановления давления (КВД) выполняется с помощью компьютерных программ, идентификация режимов течения которых основана на вычислении производной Бурдэ [9, 10]. Однако численное дифференцирование предъявляет строгие требования к качеству исходных

данных. При восстановлении давления в скважине должно производиться значительное количество замеров с минимально возможным временным интервалом, что для территорий с низкодебитным механизированным фондом скважин обычно в полной мере не выполняется [11].

В работах [12, 13] описывается перспективный метод оценки трещиноватости по ГДИ, основанный на использовании модели Уоррена – Рута, суть которой заключается в схематизации трещиноватого пласта одинаковыми прямоугольными параллелепипедами (блоками), разделенными прямоугольной сетью трещин. Соответствие реального коллектора модели Уоррена – Рута выражается особым видом КВД, полученной в скважине, эксплуатирующей коллектор с выраженными трещинами.

В работе [14] содержится вывод о том, что именно модель Уоррена – Рута обеспечивает детальное понимание механизма фильтрации в трещиноватом пласте, а обработка КВД в соответствии с моделью позволяет получать много количественных характеристик трещиноватости: фактическую раскрытость, проницаемость, коэффициент перетока из матрицы и др. Применение в работе [15] метода Уоррена – Рута при оценке этих параметров трещиноватости показало их высокую сходимость с результатами прямого метода рентгеновской томографии керна.

В настоящей работе приводятся результаты обработки кривых восстановления (падения) давления для 55 скважин фаменской залежи Озерного месторождения. Результаты использования модели Уоррена – Рута при оценке трещиноватости приведены в таблице.

Для 20 скважин по КВД, обработанных в соответствии с моделью Уоррена – Рута, сделаны выводы о наличии трещиноватости коллектора. Для 32 скважин установлен монотонно затухающий темп восстановления давления, что соответст-

Результаты оценки трещиноватости для скважин в различных фациальных зонах

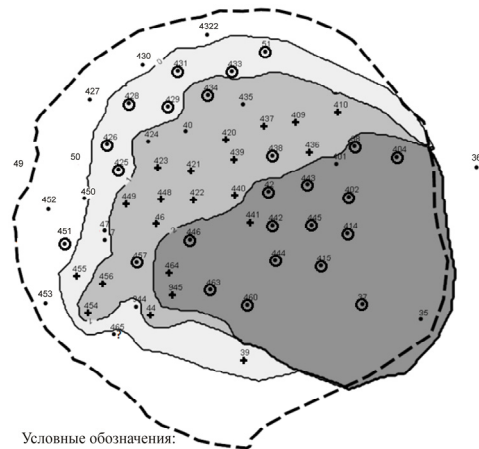
№ п/п	Номер скв.	Модель Уоррена – Рута	Литолого-фациальная зона*
1	37	–	НШ
2	38	–	НШ
3	39	+	БЯ
4	42	–	НШ
5	46	+	ВШ
6	51	–	БЯ
7	402	–	НШ
8	404	–	НШ
9	407	–	не опр.
10	409	+	ВШ
11	410	+	ВШ
12	414	–	НШ
13	415	–	НШ
14	420	+	ВШ
15	421	+	ВШ
16	422	+	ВШ
17	423	–	ВШ
18	425	–	БЯ
19	426	–	БЯ
20	428	–	БЯ
21	429	–	БЯ
22	431	–	БЯ
23	433	–	БЯ
24	434	–	БЯ
25	436	+	ВШ
26	437	+	ВШ
27	438	–	ВШ
28	439	+	ВШ
29	440	+	ВШ
30	441	+	ВШ
31	442	–	НШ
32	443	–	НШ
33	444	–	НШ
34	445	–	НШ
35	446	+/-	НШ
36	447	+/-	не опр.
37	448	+	ВШ
38	449	+	ВШ
39	450	–	БЯ
40	451	–	БЯ
41	454	+	ВШ
42	455	+	ВШ
43	456	+	ВШ
44	457	–	ВШ
45	458	–	НШ
46	459	–	НШ
47	460	–	НШ
48	462	–	НШ
49	463	–	НШ

Окончание таблицы

№ п/п	Номер скв.	Модель Уоррена – Рута	Литолого-фациальная зона*
50	464	+	ВШ
51	465	+/-	СК
52	466	-	не опр.
53	467	-	НШ
54	44 (1)	+	ВШ
55	45 (2)	+	ВШ

* БЯ – биогермное ядро; ВШ – верхняя часть тылового шлейфа; НШ – нижняя часть тылового шлейфа; СК – рифовый склон.

вует коллектору гранулярного типа. По результатам обработки построена схема, отражающая расположение зон развития трещиноватости на площади турнефаменской залежи Озерного месторождения (рис. 1). При ее построении учитывались данные на начальный период эксплуатации скважин, чтобы охарактеризовать естественное геологическое строение залежи без влияния последующих геолого-технических мероприятий.



Условные обозначения:

- Скважины с поровым коллектором (по Уоррену – Руту)
- ⊕ Скважины с трещинным коллектором (по Уоррену – Руту)
- ⊛ Скважины с неоднозначной диагностикой трещиноватости
- ⊠ Скважины без определения трещиноватости по Уоррену – Руту
- Нижний тыловой шлейф
- Верхний тыловой шлейф
- Биогермное ядро
- Склон рифа

Рис. 1. Схема фаменской залежи Озерного месторождения с выделенными участками трещиноватости коллектора

С целью выявления геологических закономерностей размещения зон трещиноватости полученные результаты сопоставлены с результатами литолого-фациального моделирования по данным изучения керн из отчета¹ и уточненной литолого-фациальной моделью турнефаменской залежи Озерного месторождения из работы [16]. В последнем случае модель построена на основе комплексов данных керн и 3D-сейсморазведки с применением метода пошагового линейно-дискриминантного анализа. Алгоритм построения комплексной модели приведен в работе [17].

Распределение литолого-фациальных зон совместно с оценкой трещиноватости по модели Уоррена – Рута представлено в таблице и на рис. 1. На рис. 2 приведены примеры КВД для различных литолого-фациальных зон. Сопоставление данных показывает, что трещинный тип коллектора для фаменских отложений развит в литолого-фациальной зоне верхнего тылового шлейфа и прилегающих к ней участков (рис. 2, в). На КВД в данном случае выделяется точка перегиба, что, согласно модели Уоррена – Рута, соответствует подключению трещин. Установленная связь работающих интервалов трещин согласуется с данными исследований керн из работы [6], по которым именно в зоне верхнего тылового шлейфа обычно развиты палеокарстовые трещины с максимальной проводимостью.

Гранулярный тип коллектора приурочен к литолого-фациальным зонам биогермного ядра, нижней части тылового шлейфа и рифовому склону. На рис. 2 видно, что в этих условиях КВД имеют монотонно затухающий вид. Развитие в зоне биогермного ядра преимущественно

¹ Разработка модели строения Озерного месторождения на основе лито-биофациального анализа и петрофизических исследований: отчет по дог. № 207 / отв. исп. А.П. Вилесов; КамНИИКИГС. Пермь, 2004.

гранулярных коллекторов, вероятно, свидетельствует о том, что для данного эксплуатационного объекта тектонические трещины в фильтрации флюидов не имеют определяющего значения.

Таким образом, методика прогноза фациальных зон по данным исследований керна и 3D-сейсморазведки демонстрирует результаты, хорошо согласующиеся с материалами гидродина-

мических исследований скважин, что свидетельствует о необходимости комплексирования этих методов. Полученные в работе выводы в значительной степени уточняют геологическое строение турне-фаменских залежей и имеют большой практический смысл, позволяя корректировать проектные решения с учетом данных о трещиноватости коллекторов.

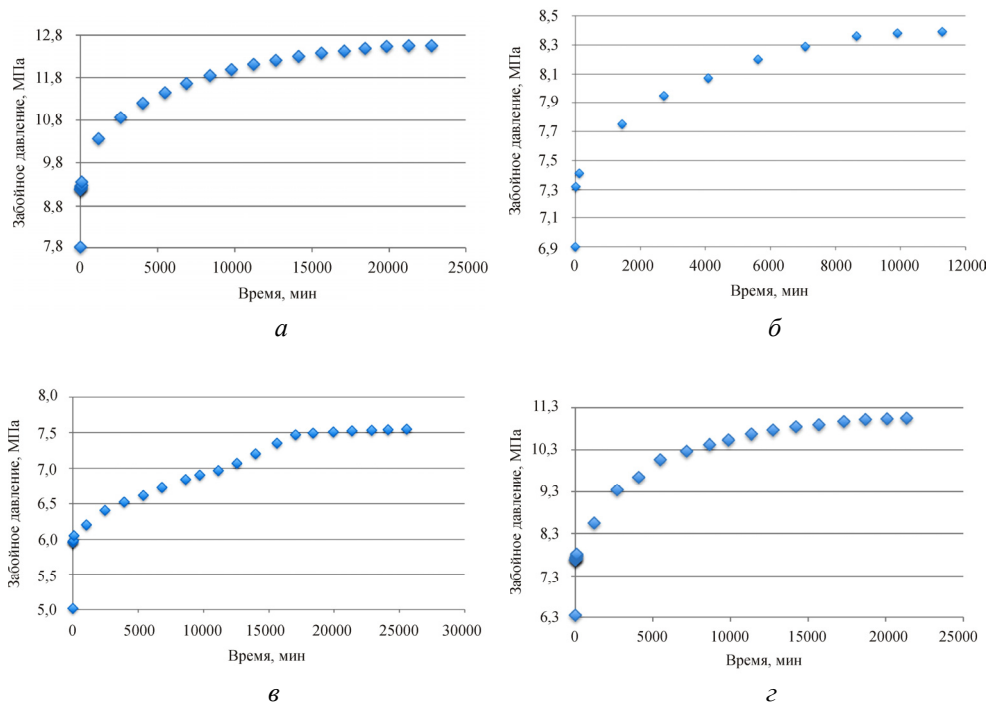


Рис. 2. Результаты исследований КВД для различных литолого-фациальных зон: а – рифового склона (скв. 451); б – биогермного ядра (скв. 426); в – верхней части тылового шлейфа (скв. 410); г – нижней части тылового шлейфа (скв. 443)

Список литературы

1. Галкин В.И., Галкин С.В., Воеводкин В.Л. Построение статистических моделей оценки коэффициента извлечения нефти для эксплуатационных объектов Пермского Прикамья // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 2. – С. 86–88.
2. Митрофанов В.П., Злобин А.А. Остаточная нефтенасыщенность и особенности порового пространства карбонатных пород / ООО «ПермНИПИнефть». – Пермь, 2003. – 240 с.
3. Денк С.О. Проблемы трещиноватых продуктивных объектов. – 2-е изд., доп. и перераб. – Пермь: Электрон. изд. системы, 2004. – 334 с.
4. Воеводкин В.Л., Галкин С.В., Поплыгин В.В. Прогнозирование дебитов нефти при технико-экономическом обосновании проектов освоения и поисков месторождений территории ВКМКС // Нефтепромысловое дело. – 2010. – № 7. – 58 с.
5. Поплыгин В.В., Галкин С.В. Применение программы «PrognostRNM» для проектирования разработки нефтяных месторождений // Научные исследования и инновации. – 2011. – Т. 5, № 2. – С. 95–98.
6. Вилесов А.П. Разнообразие типов трещиноватости в верхнедевонских органогенных постройках Березниковской карбонатной платформы (Пермский край) // Рифы и карбонатные псефитолиты: материалы всерос. литолог. совещания. – Сыктывкар: Геопринт, 2010. – С. 45–47.
7. Тиаб Дж., Доналдсон Э.Ч. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов: пер. с англ. / ООО «Премью Инжиниринг». – М., 2009. – 868 с.
8. Черепанов С.С., Мартюшев Д.А., Пономарева И.Н. Оценка фильтрационно-емкостных свойств трещиноватых карбонатных коллекторов месторождений Предуральского краевого прогиба // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 3. – С. 62–65.

9. A new set of type curves simplifies well test analysis / D. Bourdet [et al.] // *World oil*. – 1983. – May. – P. 95–106.
10. Horne R.N. Modern well test analysis: A computer Aided Approach. – 2nd ed. – Palo Alto, CA: Petroway Inc., 2006.
11. Пономарева И.Н. К обработке кривых восстановления давления низкопродуктивных скважин // *Нефтяное хозяйство*. – 2010. – № 6. – С. 78–79.
12. Warren J.E., Root P.J. The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs // *Soc. Petrol. Eng. J.* – 1963. – Sept. – № 1. – P. 122.
13. Tiab D. Modern Core Analysis. Vol. 1. Theory / Core Laboratories. – Houston, 1993. – 200 p.
14. Голф-Рахт Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов. – М.: Недра, 1986. – 608 с.
15. Определение параметров трещиноватости пород на основе комплексного анализа данных изучения керна, гидродинамических и геофизических исследований скважин / С.С. Черепанов, И.Н. Пономарева, А.А. Ерофеев, С.В. Галкин // *Нефтяное хозяйство*. – 2014. – № 2. – С. 94–96.
16. Путилов И.С. Разработка технологий комплексного изучения геологического строения и размещения месторождений нефти и газа. – Пермь: Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2014. – 285 с.
17. Путилов И.С., Галкин В.И. Применение вероятностного статистического анализа для изучения фациальной зональности турне-фаменского карбонатного комплекса Сибирского месторождения // *Нефтяное хозяйство*. – 2007. – № 9. – С. 112–114.

References

1. Galkin V.I., Galkin S.V., Voevodkin V.L. Postroenie statisticheskikh modelei otsenki koeffitsienta izvlecheniia nefli dlia ekspluatatsionnykh ob'ektov Permskogo Prikam'ia [Building statistical models of oil recovery factor evaluation for production facilities of Perm Prikamye]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2011, no. 2, pp. 86–88.
2. Mitrofanov V.P., Zlobin A.A. Ostatochnaia nefenasyschennost' i osobennosti porovogo prostranstva karbonatnykh porod [Residual oil saturation and peculiarities of pore space in carbonate rock]. Perm': PermNIPIneff', 2003. 240 p.
3. Denk S.O. Problemy treshchinovatykh produktivnykh ob'ektov [Issues of fractured producing formations]. Perm': Elektronnye izdatel'skie sistemy, 2004. 334 p.
4. Voevodkin V.L., Galkin S.V., Poplygin V.V. Prognozirovanie debitov nefli pri tekhniko-ekonomicheskom obosnovanii proektov osvoiniia i poiskov mestorozhdenii territorii VKMKs [Forecasting oil output during feasibility study of development plans and oil search on the territory of Verkhnekamskoe deposit of potassium and magnesium salts]. *Neftpromyslovoe delo*, 2010, no. 7, p. 58.
5. Poplygin V.V., Galkin S.V. Primenenie programmy "PrognozRNM" dlia proektirovaniia razrabotki neflianykh mestorozhdenii [Application of the PrognozRNM software package in oil reservoir engineering]. *Nauchnye issledovaniia i innovatsii*. Perm', 2011, vol. 5, no. 2, pp. 95–98.
6. Vilesov A.P. Raznoobrazie tipov treshchinovosti v verkhnedevonskikh organogennykh postroikakh Bereznikovskoi karbonatnoi platformy (Permskii kraj) [Different types of fracturing in Upper Devonian organogenic formations of Bereznikovskaya carbonate platform (the Perm kraj)]. *Materialy vserossiiskogo litologicheskogo soveshchaniia "Rify i karbonatnye psefitolity"*. Syktyvkar: Geoprint, 2010, pp. 45–47.
7. Tiab Dzh., Donaldson E.Ch. Petrofizika: teoriia i praktika izucheniia kolektorskiikh svoystv gornyykh porod i dvizheniia plastovykh fluidov [Petrophysics: Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties]. Moscow: Premium Inzhiniring, 2009. 868 p.
8. Cherepanov S.S., Martiushev D.A., Ponomareva I.N. Otsenka fil'tratsionno-embkostnykh 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.
9. Bourdet D. [et al.]. A new set of type curves simplifies well test analysis. *World oil*, 1983, May, pp. 95–106.
10. Horne R.N. Modern well test analysis: A computer Aided Approach, 2nd ed. Palo Alto: Petroway Inc., 2006.
11. Ponomareva I.N. K obrabotke krivykh vosstanovleniia davleniia nizkoproduktivnykh skvazhin [On processing pressure build up curves for poor wells]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2010, no. 6, pp. 78–79.
12. Warren J.E., Root P.J. The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs. *Soc. Petrol. Eng. J.*, 1963, Sept., no. 1, p. 122.
13. Tiab D. Modern Core Analysis. Vol. 1. Theory. Houston: Core Laboratories, 1993. 200 p.
14. Golf-Rakht T.D. Osnovy neftepromyslovoi geologii i razrabotki treshchinovatykh kolektorov [The basics of oilfield geology and fractured reservoir development]. Moscow: Nedra, 1986. 608 p.
15. Cherepanov S.S., Ponomareva I.N., Erofeev A.A., Galkin S.V. Opredelenie parametrov treshchinovosti porod na osnove kompleksnogo analiza dannykh izucheniia kerna, gidrodinamicheskikh i geofizicheskikh issledovanii skvazhin [Determining rock fracturing parameters by comprehensive core sample analysis, hydrodynamic and geophysical well studies]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2014, no. 2, pp. 94–96.
16. Putilov I.S. Razrabotka tekhnologii kompleksnogo izucheniia geologicheskogo stroeniia i razmeshcheniia mestorozhdenii nefli i gaza [Producing technologies of integrated analysis of geologic aspects and location of oil and gas fields]. Permskii natsional'nyi issledovatel'skii politekhnicheskii universitet, 2014. 285 p.
17. Putilov I.S., Galkin V.I. Primenenie veroiatnostnogo statisticheskogo analiza dlia izucheniia fatsial'noi zonal'nosti turne-famenskogo karbonatnogo kompleksa Sibirskogo mestorozhdeniia [Probabilistic-statistical analysis in the study of facies zones of the Tournaisian-Famennian carbonate reservoir of the Siberian field]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2007, no. 9, pp. 112–114.

Об авторе

Черепанов Сергей Сергеевич (Пермь, Россия) – заместитель генерального директора по геологии и разработке ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (614990, г. Пермь, ул. Ленина, 62; e-mail: sergej.s.cherepanov@lukoil.com).

About the author

Sergei S. Cherepanov (Perm, Russian Federation) – Deputy General Director for Geology and Exploration, LLC "LUKOIL-PERM" (614990, Perm, Lenina st., 62; e-mail: sergej.s.cherepanov@lukoil.com).

Получено 14.01.2015

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:
Черепанов С.С. Комплексное изучение трещиноватости карбонатных залежей методом Уоррена – Рута с использованием данных сейсмофациального анализа (на примере турне-фаменской залежи Озерного месторождения) // *Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело*. – 2015. – № 14. – С. 6–12. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.14.1

Please cite this article in English as:

Cherepanov S.S. Integrated research of carbonate reservoir fracturing by Warren-Root method using seismic facies analysis (evidence from Tournaisian-Famennian deposit of Ozerное field). *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2015, no. 14, pp. 6–12. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.14.1