

ISSN 2224-9923. Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2015. № 16

DOI: 10.15593/2224-9923/2015.16.8

УДК 553.982.2

© Черепанов С.С., Чумаков Г.Н., Пономарева И.Н., 2015

РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕДЕНИЯ КИСЛОТНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА С ПРОППАНТОМ НА ТУРНЕЙСКО-ФАМЕНСКОЙ ЗАЛЕЖИ ОЗЕРНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

С.С. Черепанов, Г.Н. Чумаков

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», Пермь, Россия

И.Н. ПономареваПермский национальный исследовательский
политехнический университет, Пермь, Россия

Рассматриваются вопросы оценки эффективности наиболее распространенного на турнейско-фаменской карбонатной залежи Озерного месторождения способа интенсификации добычи нефти – кислотного гидроразрыва пласта (КГРП). Все выполненные операции условно можно разделить на две группы: кислотный гидроразрыв по классической технологии, когда раскрытость трещин обеспечивается за счет рельефа стенок после реакции кислоты и породы; а также кислотный гидроразрыв с применением проппанта. Всего на рассматриваемом объекте реализовано 12 операций проппантного КГРП. Для оценки результатов, в том числе в сравнении с классическим кислотным гидроразрывом, выполнена обработка данных исследований скважин при неустановившихся режимах, полученных до и после мероприятий. Кривые восстановления давления при этом обработаны стандартными методами и с применением методики Уоррена–Рута для оценки параметров трещиноватости. Для примера выбраны две скважины со схожими параметрами эксплуатации и фильтрационными характеристиками до геолого-технического мероприятия, которые были дважды исследованы после него. Тип коллектора по кривой восстановления давления для обеих скважин характеризовался как поровый. После проведения кислотного гидроразрыва в обоих случаях диагностирована трещиноватость коллектора со средней раскрытостью трещин от 10 до 30 мкм. Однако на скважине после классического КГРП спустя девять месяцев после мероприятия трещина не диагностируется, фильтрационные и продуктивные характеристики соответствуют значениям до мероприятия. Для скважины с проппантным кислотным гидроразрывом трещиноватость диагностирована и сразу после мероприятия и практически через два года, что свидетельствует об эффективности технологии. Выводы, полученные по материалам исследований, подтверждены также промысловыми данными.

Ключевые слова: турнейско-фаменские карбонатные отложения, трещиноватость, кривая восстановления давления, интенсификация добычи нефти, кислотный гидроразрыв пласта, проппант, эффективность геолого-технического мероприятия, результаты проведения кислотного гидроразрыва, прирост дебита, продолжительность эффекта, методика Уоррена–Рута, проницаемость коллектора, раскрытость трещин, пластовое давление, снижение пластового давления, смыкание трещин.

RESULTS OF APPLYING ACIDIC HYDRAULIC FRACTURING WITH PROPPANT IN THE TOURNAISIAN-FAMENNIAN RESERVES AT THE OZERNOE FIELD

S.S. Cherepanov, G.N. Chumakov

LLC “LUKOIL-PERM”, Perm, Russian Federation

I.N. Ponomareva

Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russian Federation

The paper is devoted to the efficiency of acidic hydraulic fracturing – the most widespread method of well stimulation for the Tournaisian-Famennian carbonate reserves found in the Ozerne field. All the operations performed may be divided into two groups: acidic hydraulic fracturing performed by the conventional technology when fracture openness is reached by wall profile following the reaction of acid with rock, and acidic hydraulic fracturing with proppant. At the site investigated 12 operations of proppant fracturing were performed. To assess the results, including comparison with the conventional acidic hydraulic fracturing, the well investigation data were obtained under nonsteady flow before and after the treatment. In doing so, pressure build up curves were processed by standard methods and that of Warren-Root to evaluate fracturing level. Two wells were chosen with similar production profile and formation flow characteristics prior to well intervention, which were explored twice afterwards. The reservoir was classified as porous for both wells in accordance with pressure build up curve. Following acidic hydraulic fracturing in both cases reservoir fracturing was observed with average fracture openness from 10 to 30 μm . However, nine months after the intervention no fracture were found in the well subjected to conventional acidic hydraulic fracturing, with the same formation flow and production characteristics as before the intervention. The well processed by proppant acidic hydraulic fracturing demonstrates fracturing immediately after the intervention and almost two years later, which testifies to the technology efficiency. The conclusions made were confirmed by field data.

Keywords: Tournaisian-Famennian carbonate reserves, fracturing, pressure build up curve, well stimulation, acidic hydraulic fracturing, proppant, well intervention efficiency, hydraulic fracturing results, flow rate increase, effect length, Warren-Root method, reservoir permeability, fracture openness, reservoir pressure, reservoir pressure drop, fracture closure.

Введение

Значительная доля промышленных запасов нефти месторождений Соликамской депрессии, разрабатываемых ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», приурочена к низкопроницаемым карбонатным коллекторам турнейского и фаменского возрастов.

В данной работе к исследованию приняты турнейско-фаменские отложения Озерного месторождения. Краткая геолого-физическая характеристика залежи представлена в табл. 1. Залежь характеризуется низкими коллекторскими свойствами, малой вязкостью и высокой газонасыщенностью пластовой нефти.

Т а б л и ц а 1

Краткая геолого-физическая характеристика залежи

| № п/п | Наименование показателя | Ед. изм. | Значение |
|-------|-------------------------------------|-------------------|----------|
| 1 | Пористость | % | 9 |
| 2 | Проницаемость по керну | мкм ² | 0,103 |
| 3 | Вязкость нефти в пластовых условиях | мПа·с | 1,32 |
| 4 | Газонасыщенность нефти | м ³ /т | 142 |

Характерной особенностью рассматриваемой залежи является сложность ее геологического строения, одним из признаков которой является наличие зон трещиноватости [1–3]. В работе [4] представлены результаты изучения закономерности размещения зон трещиноватости на основе комплексного анализа гидродинамических исследований и сейсмофациального анализа. Обработка кривых восстановления давления (КВД), выполненная в соответствии с методом Уоррена–Рута, позволила получить результаты, сопоставимые с результатами уточненного литолого-фациального моделирования на основе комплексирования данных керна и 3D-сейсморазведки с применением метода пошагового линейно-дискриминантного анализа [5]. Сопоставление данных показывает, что

трещинный тип коллектора для фаменских отложений развит в литолого-фациальной зоне верхнего тылового шлейфа и прилегающих к ней участков. Коллектор других фациальных зон отнесен к гранулярному типу.

Сведения об интенсификации добычи нефти на месторождении

Сложное геологическое строение залежи обуславливает значительные трудности в реализации эффективной системы разработки. Поддержание уровней добычи нефти осуществляется во многом за счет масштабного количества геологотехнических мероприятий (ГТМ), в том числе операций по радиальному бурению (РБ), кислотных обработок (КО), кислотного гидроразрыва пласта (КГРП), изоляционных работ с использованием осадкообразующих технологий. Общие сведения о проведении данных мероприятий в период с 2010 по 2014 г. отражены на рис. 1.

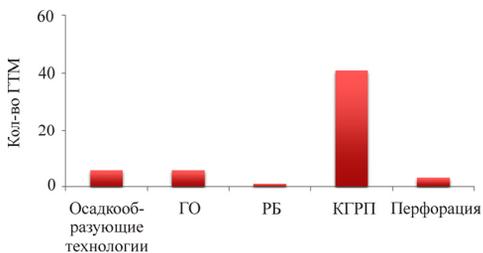


Рис. 1. Сведения о проведении ГТМ на турнейско-фаменской залежи Озерного месторождения

Как следует из представленных на рис. 1 данных, подавляющая доля всех мероприятий приходится на кислотный гидроразрыв пласта. Сведения о количестве операций по КГРП на рассматриваемом объекте по годам отражены на рис. 2.

Классическая технология КГРП в карбонатном коллекторе, широко применяемая на территории Пермского края, заключается в закачке в пласт кислотного раствора; при этом не предусматривается закрепление образовавшейся тре-

щины проппантом, поскольку считается, что после реакции с кислотным составом закрепление происходит за счет хаотичных выступов на поверхности растрескивания. Проведение гидроразрыва в соответствии с приведенной методикой на скважинах турнейско-фаменской залежи Озерного месторождения в большинстве случаев приводит к положительному технологическому эффекту, максимальный прирост дебита составляет примерно 15 т/сут за рассматриваемый период; данный вид воздействия считается наиболее успешным на залежи.

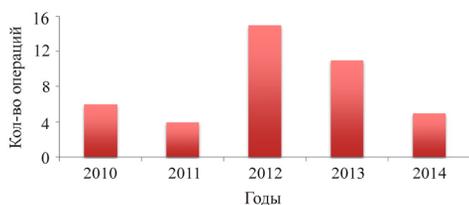


Рис. 2. Сведения о проведении КГРП на турнейско-фаменской залежи Озерного месторождения

Невысокая эффективность реализованной в начальный период разработки системы поддержания пластового давления, обусловленная сложным геологическим строением залежи, привела к значительному снижению энергетических характеристик, на отдельных участках залежи пластовое давление меньше давления насыщения нефти газом. В таких условиях продолжительность «жизни» трещин, образованных при проведении КГРП, невысока. Как следствие, действие эффекта после гидроразрыва также непродолжительно.

В настоящее время в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» проводятся масштабные работы по оптимизации разработки турнейско-фаменской залежи Озерного месторождения, в рамках которых промышленное применение получила усовершенствованная технология кислотного гидроразрыва, при реализации которой используется проппант [6, 7]. Технология реализована в предположе-

нии, что проводимость трещин, заполненных проппантом, в конечном счете окажется выше, чем у трещин, раскрытость которых поддерживается выступами на стенках, образовавшихся после реакции с кислотой, т.е. за счет высокоразвитой рельефности.

Последовательность основных технологических операций рассмотрена кратко на примере скв. 469. В ходе мероприятия, помимо стандартных при КРС процедур, выполнялась последовательная закачка в скважину высоковязкой жидкости разрыва, кислотного состава и проппанта в концентрации от 150 до 250 кг/м³.

Анализ результатов КГРП по данным гидродинамических исследований

В рассматриваемый в настоящей работе период выполнено 12 подобных мероприятий, и актуальным представляется вопрос оценки полученных результатов и сравнения данной усовершенствованной технологии с классической (без проппанта).

Стандартный подход к оценке эффективности ГТМ, основанный на сравнении дебитов нефти до и после мероприятия, в данном случае неуместен, поскольку оба вида гидроразрыва обеспечивают сопоставимые мгновенные приросты. В этой связи анализ выполнен путем сравнения гидродинамических характеристик зон дренирования, полученных при обработке кривых восстановления давления. С этой целью по всем 12 скважинам привлечены материалы гидродинамических исследований до и после ГТМ. Обработка выполнена с использованием стандартных подходов [8, 9], дополненных методом Уоррена-Рута с целью оценки параметров трещин [10–15].

Из общего количества выбраны две скважины, для которых характерно наличие нескольких исследований после мероприятия. В качестве примера в табл. 2 представлены некоторые показатели эксплуатации и результаты обработки кривых восстановления давления скв. 40 (КГРП) и 42 (КГРП с проппантом).

Таблица 2

Показатели эксплуатации и результаты обработки кривых восстановления давления

| Показатели | Скв. 40 | | | Скв. 42 | | |
|--|--|---------------------------|------------|---|---------------------------|---------------------------|
| | КГРП (дата проведения ГТМ 23.01.2013) | | | КГРП с проппантом (дата проведения ГТМ 11.09.2012) | | |
| | Значения на дату исследования | | | | | |
| | 29.11.2011 | 07.03.2013 | 11.10.2013 | 02.03.2011 | 01.11.2012 | 23.11.2014 |
| Дебит жидкости, м ³ /сут | 3,80 | 21,10 | 4,20 | 2,30 | 19,00 | 5,10 |
| Дебит нефти, т/сут | 3,78 | 16,96 | 3,95 | 2,29 | 9,88 | 4,92 |
| Пластовое давление $p_{пл}$, МПа | 7,60 | 7,14 | 5,64 | 9,18 | 10,66 | 7,40 |
| Забойное давление, МПа | 5,50 | 5,10 | 3,10 | 7,67 | 6,08 | 6,29 |
| Обводненность, % | 0,50 | 20,00 | 6,00 | 0,50 | 48,00 | 3,50 |
| Коэффициент продуктивности КП, м ³ /(сут·МПа) | 1,85 | 10,35 | 1,66 | 1,53 | 4,15 | 4,59 |
| Проницаемость УЗП $k_{узп}$, мкм ² | 0,0037 | 0,0170 | 0,0071 | 0,0040 | 0,0122 | 0,0080 |
| Скин-фактор | 5,15 | 1,10 | 19,00 | 2,80 | -3,00 | -3,50 |
| Тип коллектора по ГДИ | поровый | трещинно-поровый | поровый | поровый | трещинно-поровый | трещинно-поровый |
| Дополнительная информация | - | Раскрытость трещин 10 мкм | - | - | Раскрытость трещин 27 мкм | Раскрытость трещин 17 мкм |

Анализируя представленные в таблице данные, можно сделать следующие выводы. Проведение кислотного гидроразрыва пласта по классической технологии на скв. 40 привело к значительному увеличению ее добычных характеристик: в несколько раз увеличились дебиты нефти и жидкости, коэффициенты продуктивности и проницаемости. Монотонное возрастание забойного давления до величины пластового, отсутствие на графике КВД, полученном до мероприятия, точек перегиба свидетельствует о поровом типе коллектора (рис. 3). Представленная также на рис. 3 кривая восстановления давления, полученная при исследовании скважины после кислотного гидроразрыва, имеет точку перегиба, что является признаком трещиноватости коллектора по Уоррену–Руту.

Причиной улучшения фильтрационных характеристик следует считать образование трещин раскрытостью примерно

10 мкм. Дальнейшая эксплуатация скважин с увеличившимся дебитом привела к снижению пластового (на 1,5 МПа) и забойного (на 2 МПа) давлений, что, в свою очередь, повлекло уменьшение раскрытости трещин вплоть до полного смыкания, о чем свидетельствует монотонное восстановление давления (см. рис. 3) и уменьшение продуктивных характеристик скважины.

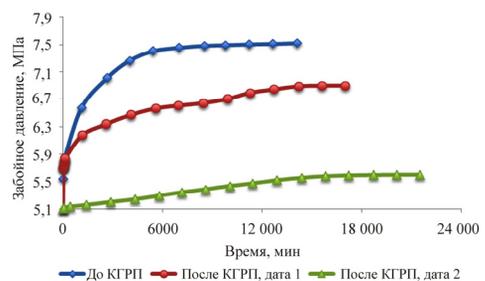


Рис. 3. Сравнение КВД скв. 40 до и после проведения КГРП

Анализируя значения показателей эксплуатации и фильтрационных характеристик скв. 42, полученных до и после кислотного гидроразрыва с применением пропантанта, представленных в табл. 2, можно также отметить высокую эффективность проведенного мероприятия: увеличились дебиты нефти и жидкости, коэффициенты продуктивности и проницаемости. По характеру процесса восстановления давления в скважине до проведения мероприятия можно сделать вывод о поровом типе коллектора в зоне дренирования (рис. 4). На графике КВД, полученном после ГТМ, однозначно выделяются точки перегиба и параллельные участки, что свидетельствует о наличии в зоне дренирования системы трещин. Данные исследования скважины, проведенного через два года, также свидетельствуют о трещиноватости коллектора, хотя и со сниженными показателями: раскрытость трещин и проницаемость несколько уменьшились; снижение дебита нефти объясняется в первую очередь отрицательной динамикой пластового давления.

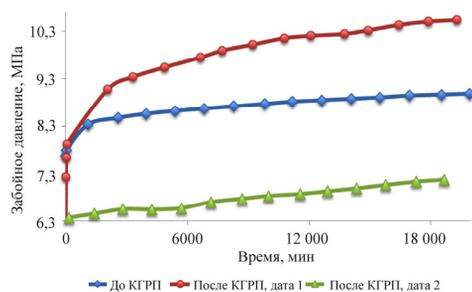


Рис. 4. КВД скв. 42 до и после ГТМ с пропантантами

Выполненный таким образом сравнительный анализ результатов проведения КГРП на двух скважинах позволяет сделать вывод, что трещины, образовавшиеся в результате кислотного гидроразрыва, спустя девять месяцев уже не диагностируются. Закрепление трещины пропантанта в значительной мере продляет период ее «жизни».

В подтверждение полученного вывода на рис. 5 отражена динамика дебита нефти выбранных скважин до и после кислотного гидроразрыва.

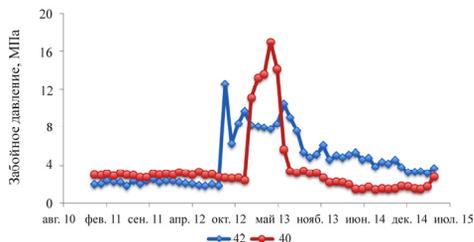


Рис. 5. Динамика дебитов нефти скв. 40 и скв. 42

Как следует из представленных на рис. 5 данных, мгновенный прирост дебита нефти на скв. 40 в результате проведения кислотного гидроразрыва несколько больше аналогичного показателя для скв. 42, на которой проведен кислотный гидроразрыв с пропантантами. Однако в дальнейшем дебит скв. 40 резко снизился, продолжительность работы с эффектом составила примерно девять месяцев. Дебит нефти скв. 42 спустя примерно один год также демонстрирует отрицательную динамику, однако связано это, как было показано, с ухудшением энергетики в зоне дренирования; при этом действие эффекта на конец рассматриваемого периода продолжается.

Заключение

Выполненный на примере двух скважин анализ демонстрирует преимущества технологии проведения кислотного гидроразрыва пласта с применением пропантанта на турнейско-фаменской залежи Озерного месторождения. Однако следует отметить, что недостаточное количество времени, прошедшее после основной доли мероприятий КГРП с пропантантами, не позволяет в полной мере оценить их результаты, и работы в данном направлении будут продолжены.

Список литературы

1. Денк С.О. Проблемы трещиноватых продуктивных объектов. – Пермь: Электрон. изд. системы, 2004. – 334 с.
2. 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.
3. Разработка модели строения Озерного месторождения на основе лито-биофациального анализа и петрофизических исследований. Отчет по дог. № 207. Отв. исп. Вилесов А.П. / КамНИИКИГС. – Пермь, 2004.
4. Черепанов С.С. Комплексное изучение трещиноватости карбонатных залежей методом Уоррена–Рута с использованием данных сейсмofациального анализа (на примере турне-фаменской залежи Озерного месторождения) // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 14. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.14.1
5. 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.
6. Экономидес М., Олайни Р., Валько П. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта. Наведение мостов между теорией и практикой / Петроальянс Сервисис Компани Лимитед. – М., 2007. – 236 с.
7. Economides M.J. Reservoir stimulation. – 3d ed. – New York: John Wiley & Sons, 2000.
8. A new set of type curves simplifies well test analysis / D. Bourdet [et al.] // World oil. – 1983. – May. – P. 95–106.
9. Horne R.N. Modern well test analysis: a computer aided approach. – 2nd ed. / Petroway Inc. – Palo Alto, 2006.
10. Тиаб Дж., Доналдсон Э.Ч. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов: пер. с англ. / ООО «Премиум Инжиниринг». – М., 2009. – 868 с.
11. 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.
12. Warren J.E., Root P.J. The behavior of naturally fractured reservoirs // Society of Petroleum Engineers Journal. – 1963. – Vol. 3, iss. 03. DOI: 10.21118/426-PA
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.

References

1. Denk S.O. Problemy treshchinovatykh produktivnykh ob"ektov [Issues of fractured pay zones]. Perm': Elektronnyye izdatel'skie sistemy, 2004. 334 p.
2. Vilesov A.P. Raznoobrazie tipov treshchinovosti v verkhnedevonskikh organogennykh postroukakh Bereznikovskoi karbonatnoi platformy (Permskii kraj) [Fracturing diversity in the Upper-Devonian organogenic structures of the Bereznikovskaya carbonate platform (Perm kraj)]. *Materialy vsrossiiskogo litologicheskogo soveshchaniia "Rify i karbonatnye psefitolity"*. Syktyvkar: Geoprint, 2010, pp. 45-47.
3. Vilesov A.P. Razrabotka modeli stroeniia Ozerogo mestorozhdeniia na osnove lito-biofatsial'nogo analiza i petrofizicheskikh issledovaniia [Simulation of the Ozerne field profile by litho-biofacies analysis and petrophysical studies]. Otchet po dogovoru № 207. Perm': KamNIKIIGGS, 2004.
4. Cherepanov S.S. Kompleksnoe izuchenie treshchinovosti karbonatnykh zalezhei metodom Uorrena–Ruta s ispol'zovaniem dannykh seismofatsial'nogo analiza (na primere turne-famenskoi zalezhi Ozerogo mestorozhdeniia) [Complex study of fracturing in carbonate deposits by Warren-Root method with help of seismic facies analysis (the case of the Tournaisian-Famennian reserves of the Ozerne field)]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftgazovoe i gornoe delo*, 2015, no. 14. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.14.1
5. Putilov I.S. Razrabotka tekhnologii kompleksnogo izucheniia geologicheskogo stroeniia i razmshcheniia mestorozhdenii nefii i gaza [Development of technology of comprehensive research of geology and location of oil and gas fields]. Permskii natsional'nyi issledovatel'skii politekhnicheskii universitet, 2014. 285 p.
6. Economides M., Olaini R., Val'ko P. Unifitsirovannyi dizain gidrorazryva plasta. Navedenie mostov mezhdu teoriei i praktikoi [Universal scheme of hydraulic fracturing Bridging theory and practice]. Moscow: Petroal'ians Servisis Kompani Limited, 2007. 236 p.
7. Economides M.J. Reservoir stimulation. 3d ed. New York: John Wiley & Sons, 2000.
8. Bourdet D. [et al.] A new set of type curves simplifies well test analysis. *World oil*, 1983, May, pp. 95-106.
9. Horne R.N. Modern well test analysis: a computer aided approach. 2nd ed. Palo Alto: Petroway Inc. , 2006.
10. Tiab Dzh., Donaldson E.Ch. Petrofizika: teoria i praktika izucheniia kolektorikh svoystv gornyykh porod i dvizheniia plastovykh fluuidov [Petrophysics: Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport]. Moscow: Premium Inzhiniring, 2009. 868 p.
11. Cherepanov S.S., Martiushev D.A., Ponomareva I.N. Otsenka fil'tratsionno-emkostnykh svoystv treshchinovatykh karbonatnykh kolektorov mestorozhdenii Predural'skogo kraevogo progiba [Evaluation of reservoir properties of fractured reservoirs within the Pre-Ural depression]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2013, no. 3, pp. 62-65.
12. Warren J.E., Root P.J. The behavior of naturally fractured reservoirs. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 1963, vol. 3, iss. 03. DOI: 10.21118/426-PA
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 [Fundamentals of oil-field 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 issledovaniia skvazhin [Calculating rock

fracturing parameters by integrated analysis of core data, hydrodynamic and geophysical well study]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2014, no. 2, pp. 94-96.

Об авторах

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).

Чумаков Геннадий Николаевич (Пермь, Россия) – ведущий инженер отдела эксплуатации геологических и гидродинамических моделей ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (614990, г. Пермь, ул. Ленина, 62; e-mail: gennadij.chumakov@lp.lukoil.com).

Пonomарева Инна Николаевна (Пермь, Россия) – кандидат технических наук, доцент кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета (614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29; e-mail: permpolitech@gmail.com).

About the authors

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

Gennadii N. Chumakov (Perm, Russian Federation) – Senior Engineer, Department of Geologic and Hydrodynamic Modeling, LLC “LUKOIL-PERM” (614990, Perm, Lenina st., 62; e-mail: gennadij.chumakov@lp.lukoil.com).

Inna N. Ponomareva (Perm, Russian Federation) – Ph.D. in Technical Sciences, Associate Professor, Department of Oil-and-Gas Technology, Perm National Research Polytechnic University (614990, Perm, Komsomolsky av., 29; e-mail: permpolitech@gmail.com).

Получено 25.06.2015

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Черепанов С.С., Чумаков Г.Н., Пономарева И.Н. Результаты проведения кислотного гидроразрыва пласта с проппантом на турнейско-фаменской залежи Озерного месторождения // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 16. – С. 70–76. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.16.8

Please cite this article in English as:

Cherepanov S.S., Chumakov G.N., Ponomareva I.N. Results of applying acidic hydraulic fracturing with proppant in the Tourmaisian-Famennian reserves at the Ozerne field. *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2015, no. 16, pp. 70-76. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.16.8