

УДК 622.276.66

ПРИМЕНЕНИЕ ПОТООТКЛОНЯЮЩИХ ГЕРМЕТИЗИРУЮЩИХ ШАРОВ BIOBALLS ПРИ ПРОВЕДЕНИИ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА

Терпинская Виктория Вячеславовна¹,
vvt26@tpu.ru

Абрамов Павел Алексеевич²,
neon_5.94@mail.ru

Карпова Евгения Геннадьевна¹,
karповаeg@tpu.ru

¹ Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

² Тюменский индустриальный университет,
Россия, 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 38.

Актуальность исследования обусловлена необходимостью оптимизации процесса проведения многостадийного гидроразрыва пласта, которая позволит обеспечить соответствие параметров законченных с многостадийным гидроразрывом пласта скважин их ожидаемым параметрам путем селективного изолирования пропластков для проведения селективного гидроразрыва пласта каждой зоны скважины. Это позволит недропользователям повысить рентабельность проведения процедуры, а также увеличить суточный дебит скважин, что также приведет к положительному экономическому эффекту.

Цель: проанализировать результаты технологии и пример применения потокоотклоняющих шаров BioBalls в скважине № 9101 Шаимского месторождения, выделить преимущества данного метода для проведения многостадийного гидроразрыва пласта.

Объекты: перфорационные потокоотклоняющие герметизирующие шары BioBalls и их эффективность для изолирования перфорационных отверстий.

Методы: определение профилей приемистости целевых интервалов, сравнение горного давления продуктивных пластов для определения точки инициации разрыва, анализ параметров эффективности многостадийного гидроразрыва пласта для установления соответствия проектным данным, сравнение параметров работы скважины № 9101 до и после проведения гидроразрыва для установления эффективности проводимой процедуры, наблюдение за работой скважины для определения режимов работы спустя три месяца после проведения процедуры.

Результаты. Дана характеристика шаров BioBalls; представлена геолого-физическая характеристика объектов изоляции; определен профиль приемистости целевых интервалов под закачкой; получено соответствие эффективности процедуры многостадийного гидроразрыва пласта с проектными параметрами; определено время проведения процедуры гидроразрыва; получены результаты проведения процедуры гидроразрыва с применением потокоотклоняющих шаров BioBalls, которые свидетельствуют об эффективности применения метода в данных условиях, а именно перевод скважины № 9101 в действующий фонд, увеличение дебитов по нефти и уменьшение обводненности.

Ключевые слова:

Скважина, продуктивный пласт, многостадийный гидроразрыв пласта, потокоотклоняющие шары, BioBalls.

Введение

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) является одним из способов интенсификации работы нефтяных и газовых скважин. ГРП может проводиться как в одну, так и в несколько стадий.

Многостадийный гидроразрыв пласта (МГРП) – широко используемый и эффективный способ увеличения нефтеотдачи продуктивных пластов, рассматриваемый как технология добычи трудноизвлекаемой нефти.

Технология проведения ГРП заключается в создании трещины высокой проводимости в интервале пласта под действием закачиваемой в него под давлением жидкости, что обеспечит в свою очередь приток флюида к забою скважины.

Процедура ГРП дает возможность «реанимировать» скважины, добыча флюида в которых малорентабельна или вовсе невозможна [1–3].

В то же время компаниям-недропользователям не всегда удается достичь проектных показателей и рентабель-

ности от проводимой операции МГРП, вследствие чего компании несут значительные финансовые убытки. Поэтому возникает необходимость в совершенствовании технологии МГРП, а также в сохранении экологической ситуации в зоне проведения операции на высоком уровне. Решением этой проблемы является применение потокоотклоняющих герметизирующих шаров BioBalls.

Конструкция потокоотклоняющих шаров BioBalls представляет собой непрозрачные шарики правильной формы с гладкой поверхностью (рис. 1). Все компоненты – биоразлагаемые водорастворимые вещества. В состав данной конструкции входят: поливиниловый спирт, полилактид, полиэфирная смола [4, 5].

Каждая вариация отличается температурным диапазоном и областью применения:

- BioBalls L применяются в температурном диапазоне 24–93 °С, рекомендуется использовать с slickwater, линейным гелем, сшитым гелем и при кислотной обработке [6];

- BioBalls H применяются в температурном диапазоне 79–149 °С, рекомендуется использовать с slickwater, линейным и шитым гелем, не рекомендуется при кислотной обработке [7];
- BioBalls X применяются в температурном диапазоне 93–149 °С, рекомендуется использовать с slickwater, линейным гелем, шитым гелем и при кислотной обработке [8].



Рис. 1. Конструкция потокоотклоняющих шаров BioBalls компании Covia в трех вариациях [1]: 1) BioBalls L; 2) BioBalls H; 3) BioBalls X

Fig. 1. Covia BioBalls flow diverting design in three variations: 1) BioBalls L; 2) BioBalls H; 3) BioBalls X

Применение потокоотклоняющих шаров возможно как в широком интервале температур, так и в широком интервале значений pH – от 0 до 12 единиц.

Шары BioBalls растворяются в полярных растворителях (вода, рассолы и т. д.) и нерастворимы в неполярных растворителях (ВТХ, дизель, керосин) [9–12].

Непосредственной задачей потокоотклоняющих шаров является закупоривание перфорационных отверстий, за счет чего происходит отклонение потока жидкости ГРП к следующему интервалу перфорации. Шары доставляются в интервал перфорации жидкостью разрыва. При этом при перекрытии шарами интервала перфорации происходит рост давления и последующий гидроразрыв пласта на следующий целевой интервал.

В 2015 г. на скважине № 9101 Шаимского нефтяного месторождения выполнены работы по изоляции объектов ЮК₄ и PZ, вскрытие объектов ЮК₂, ЮК₃ и проведение на них поочередно двух стадий ГРП. По геофизическим данным пласты общей толщиной 33,3 м имеют среднюю нефтенасыщенность и слабую проницаемость. Начальная пластовая температура 92 °С. Текущее пластовое давление – 192 атм.

Для определения наиболее вероятного распространения первой стадии ГРП и расчета количества подаваемых с устья скважины потокоотклоняющих шаров BioBalls, а также отсечения данного интервала перфорации и отклонения потока жидкости разрыва во второй интервал, выполнено определение профиля приемистости целевых интервалов под закачкой. Результаты показали, что 60 % закачиваемой жидкости будет приниматься пластом ЮК₂, остальные 40 % – пластом ЮК₃. Учитывая факт меньшего горного давления и напряжения на верхний пласт, определено, что точка инициации разрыва располагается в пласте ЮК₂. Исходя из этого, количество шаров должно превышать количество перфорационных отверстий согласно технологии (с превышением количества блокируемых перфорационных отверстий на 20...100 % для обеспечения качественной изоляции целевого интер-

вала в случае не посадки отдельных шаров), поэтому в программу закачки было заложено 290 потокоотклоняющих шаров BioBalls.

Шары BioBalls подавались с устья в поток через специализированные эжекторы с дистанционным управлением при завершении последней проппантной стадии и в объеме жидкости продавки с одновременным снижением темпа закачки. После скачка устьевого давления, характеризующего посадку шаров в перфорационные отверстия и отклонение потока жидкости разрыва, темп закачки повышался до рабочего.

Анализ ГРП показал совпадение эффективности закачиваемой жидкости, градиента разрыва и эффективного давления с проектными параметрами.

В первый объект ЮК₂ закачено 30 т проппанта при максимальной концентрации 900 кг/м³ и темпе закачки от 2,6 до 3,8 м³/мин. С устья скважины подано расчетное количество шаров. Темп закачки снизился до 2,2 м³/мин. После этого был зарегистрирован скачок устьевого давления закачки, свидетельствующий об изоляции перфорационных отверстий шарами BioBalls, и выполнена вторая стадия ГРП.

Во второй объект ЮК₃ закачено 14,8 т проппанта при максимальной концентрации 1200 кг/м³ и темпе закачки от 2,6 до 3,8 м³/мин.

Всего в объекты ЮК₂ и ЮК₃ было закачено 44,8 т проппанта.

Вся операция МГРП заняла двое суток без учета предварительных исследований, подготовки скважины и послеоперационных работ [13–20].

Интерпретированный профиль созданных трещин и распределение проппанта в трещине представлены на рис. 2.

Результаты проведения процедуры МГРП и сравнение режима работы скважины № 9101 (таблица):

1. До проведения процедуры МГРП с применением BioBalls скважина № 9101 Шаимского нефтяного месторождения находилась в пьезометрическом фонде, после проведения операции режим сква-

жины за 1 месяц составил: дебит нефти 5 т/сут, дебит жидкости 51 т/сут, обводненность 90 %. Фактический прирост составил по нефти 5 т/сут, по жидкости 51 т/сут. Скважина переведена в действующий фонд.

2. Режим скважины спустя три месяца составил: дебит нефти 12,9 т/сут, дебит жидкости 41,7 т/сут, обводненность 69 %. Фактический прирост составил по нефти 12,9 т/сут, по жидкости 41,7 т/сут. Скважина высокодебитная и малообводненная.

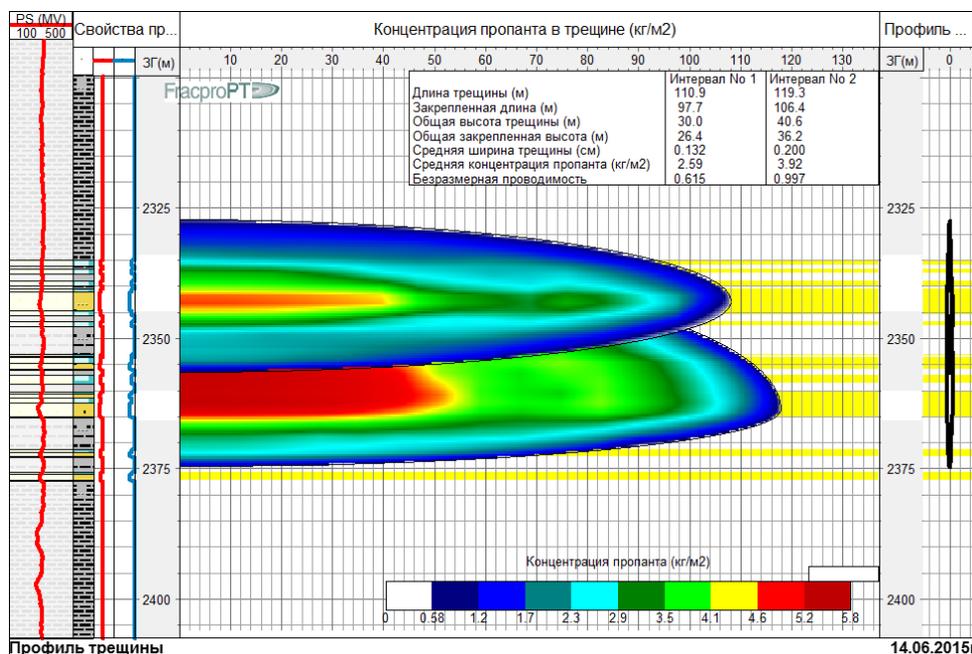


Рис. 2. Профиль созданных трещин в скважине № 9101

Fig. 2. Created fracture profile in well no. 9101

Таблица. Режим работы скважины № 9101

Table. Well no. 9101 operating mode

Режимдо ОПР Pilot operating mode			Режим через 1 месяц Operating mode in a month			Прирост фактический Actual growth		Режим через три месяца Operating mode in three months			Прирост фактический Actual growth	
Qн	Qж	% H ₂ O	Qн	Qж	% H ₂ O	Qн	Qж	Qн	Qж	% H ₂ O	Qн	Qж
т/сут			т/сут			т/сут		т/сут			т/сут	
0,0	0,0	0	5,0	51,0	90	5,0	51,0	12,9	41,7	69	12,9	41,7

Полученные результаты показали высокую эффективность применения технологии в данных условиях при МГРП скважины № 9101 Шаимского нефтяного месторождения.

На основе вышесказанного можно сделать следующие выводы:

1. Относительная простота проведения – отсутствие большого числа спускоподъемных операций и дополнительных затрат по капитальному ремонту скважин.
2. Скорость работ, затраченная на МГРП скважины № 9101 Шаимского нефтяного месторождения, в 3,5 раза выше, чем при проведении стандартного МГРП.
3. Возможность комплексной разработки дизайна МГРП для большей его эффективности.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Маркелова О.В. ГРП – эффективный метод повышения нефтеотдачи (на примере приобского месторождения нефти) // Академический журнал Западной Сибири. – 2013. – Т. 9. – № 4. – С. 20–21.
2. Шапенков Д.В. Некоторые вопросы проведения ГРП в условиях Западной Сибири // Академический журнал Западной Сибири. – 2014. – Т. 10. – № 3. – С. 149–150.

Заключение

Рациональный подход к проведению ГРП позволил достичь перевода скважины из бездействующего фонда в действующий, а также вывести скважину на стабильный режим работы. Внедрение технологии закачки потокоотклоняющих герметизирующих шаров BioBalls оптимизирует процедуру МГРП, позволяя при этом уменьшить время на спускоподъемные операции и вероятность аварий на скважине.

Авторы благодарят Дарью Алексеевну Ермохину за перевод аннотации статьи на английский язык и замечания, способствующие улучшению понимания и восприятия материала.

3. Опыт разработки нефтегазовых месторождений с применением гидроразрыва пласта / Д.А. Мараков, Е.И. Краснова, В.В. Инякин, М.И. Забоева, Е.Е. Левитина // Академический журнал Западной Сибири. – 2014. – Т. 10. – № 5. – С. 117–120.
4. Enhanced Well Solutions // Covia. 2019. URL: <https://www.coviacorp.com/energy/enhanced-well-solutions/> (дата обращения: 11.04.2020).
5. Щерба В.А., Сергеев А.О. Особенности применения технологии многостадийного гидроразрыва пласта // Новые направле-

- ния нефтегазовой геологии и геохимии. Развитие геологоразведочных работ. – 2017. – Т. 7. – С. 403–409.
6. Technical data sheet of diverting fluid agents Bioballs L // Covia. 2019. URL: https://www.coviacorp.com/media/tvmfdpa0/covia_standard_buoyant_bioballs_l_tds.pdf (дата обращения: 11.04.2020).
 7. Technical data sheet of diverting fluid agents Bioballs H // Covia. 2019. URL: https://www.coviacorp.com/media/qaqlzz14/covia_standard_buoyant_bioballs_h_tds.pdf (дата обращения: 11.04.2020).
 8. Technical data sheet of diverting fluid agents Bioballs X // Covia. 2019. URL: https://www.coviacorp.com/media/53efg3x/covia_standard_buoyant_bioballs_x_tds.pdf (дата обращения: 11.04.2020).
 9. Данилов Д. Анализ проведения многостадийных гидроразрывов пластов в ОАО НК «Роснефть» // Вестник науки и образования. – 2018. – № 16-2 (52). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/analiz-provedeniya-mnogostadiynyh-gidrorazryvov-plastov-v-oao-nk-rosneft> (дата обращения: 11.04.2020).
 10. Колыхалов И.В., Панов А.В., Скулкин А.А. О развитии трещин при повторном многостадийном гидроразрыве пласта вязкой жидкостью // Науки о Земле. Современное состояние. – 2018. – Т. 5. – С. 39–41.
 11. Аминев И.С., Шарафутдинов Э.М. Оценка применения многостадийного гидроразрыва пласта // Материалы 46-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием. – Уфа: УГНТУ, 2019. – С. 3–5.
 12. Развитие технологии многостадийного гидроразрыва пласта в ОАО «Самотлорнефтегаз» / Р.Р. Гайфуллин, В.В. Горин, С.С.Кудря, В.Р. Харисов // Научно-технический вестник ОАО НК «Роснефть». – 2014. – № 2. – С. 23–30.
 13. Программа реализации опытно-промышленных работ по теме: «Проведение ГРП с применением потокоотклоняющих перфорационных шаров BioBalls» на месторождениях ТПП «Урайнефтегаз». – Тюмень: ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, 2016. – 37 с.
 14. Дополнение к проекту разработки месторождений Шаимского нефтегазосного района // ЦКР Роснедра по УВС. – 2013. – № 96-13.
 15. Регламент на проведение работ по повышению нефтеотдачи высокообводненных пластов с применением потокоотклоняющих перфорационных шаров BioBalls. – М.: Вестник науки и образования, 2013. – 9 с.
 16. Реутов В.А. Гидравлический разрыв пласта: условия образования трещин, их практическое определение и использование // Итоги науки и техники. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – 1991. – Т. 23. – С. 73–153.
 17. Warpinski N.R. Hydraulic fracturing in tight, fissured media // Journal of Petroleum Technology. – 1991. – V. 43. – № 2. – P. 146–209.
 18. Appleton J., Rivenbark M. Cemented versus open hole completions: what is best for your well? // SPE Unconventional Gas Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers. – 2013. – V. 5. – P. 25–29.
 19. Miller C.K., Waters G.A., Rylander E.I. Evaluation of production log data from horizontal wells drilled in organic shales // North American Unconventional Gas Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers. – 2011. – V. 3. – P. 44–47.
 20. Wozniak G. Frac sleeves: is milling them out worth the trouble? // Tight Gas Completions Conference. Society of Petroleum Engineers. – 2010. – V. 4. – P. 18–27.

Поступила: 28.05.2020 г.

Информация об авторах

Терпинская В.В., студент отделения нефтегазового дела Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Абрамов П.А., студент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Института геологии и нефтегазодобычи Тюменского индустриального университета.

Карпова Е.Г., старший преподаватель отделения нефтегазового дела Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

UDC 622.276.66

APPLICATION OF FLOW DIVERTING SEALING BIOBALLS DURING MULTISTAGE HYDRAULIC FRACTURING

Viktoria V. Terpinskaya¹,
vvt26@tpu.ru

Pavel A. Abramov²,
neon_5.94@mail.ru

Evgenia G. Karpova¹,
karpovaeg@tpu.ru

¹ National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russia.

² Tyumen Industrial University,
38, Volodarsky street, Tyumen, 625000, Russia.

The relevance of the study is caused by the need to optimize multistage hydraulic fracturing that will ensure correspondence of the parameters of completed wells with multistage hydraulic fracture and its expected parameters by selective isolation of interlayers to conduct selective hydraulic fracturing of each well zone. This will allow subsurface users to enhance the process profitability and increase wells daily production rate that will also lead to a positive economic effect.

The main aim is to analyze the technology results and application example of flow diverting balls BioBalls on well no. 9101 of the Shaim oilfield, highlight the advantages of this method for multistage hydraulic fracturing.

Objects: perforation flow diverting sealing balls BioBalls and its effectiveness for perforations isolation.

Methods: determining the injectivity profiles of target intervals, comparing the rock pressure of the productive formations to determine the fracture initiating point, analyzing the hydraulic fracturing performance parameters to establish correspondence with the design data, comparing operation parameters of well no. 9101 before and after the multistage hydraulic fracturing to determine the effectiveness of the process, monitoring of well operation to determine operating modes in three months after the process.

Results. The paper presents the characteristic of balls BioBalls and geological and physical characteristics of isolation objects; the injectivity profile of the target intervals under the injection is determined; correspondence of the multistage hydraulic fracturing effectiveness and design parameters is obtained; the time of the multistage hydraulic fracturing process is determined; the results of the multistage hydraulic fracturing process using flow diverting balls BioBalls are obtained, which demonstrates the effectiveness of the method in these conditions, namely the transfer of well no. 9101 to the existing well stock, an increase in oil production rates and a decrease in water cut.

Key words:

Well, productive formation, multistage hydraulic fracture, flow diverting balls, BioBalls.

The authors appreciate Daria A. Ermokhina for translating the abstract into English and for commentaries contributing to better comprehension and perception of the material.

REFERENCES

1. Markelova O.V. Hydraulic fracturing is an effective method of increasing oil recovery (using the example of the Priobskoe oil field). *Academic Journal of Western Siberia*, 2013, vol. 9, pp. 20–21. In Rus.
2. Shapenkov D.V. Some issues of hydraulic fracturing in Western Siberia. *Academic Journal of Western Siberia*, 2014, vol. 10, pp. 149–150. In Rus.
3. Marakov D.A., Krasnova E.I., Inyakin V.V., Zaboeva M.I., Levitina E.E. Experience in the development of oil and gas fields using hydraulic fracturing. *Academic Journal of Western Siberia*, 2014, vol. 10, pp. 117–120. In Rus.
4. *Enhanced Well Solutions*. Available at: <https://www.coviacorp.com/energy/enhanced-well-solutions/> (accessed 11 April 2020).
5. Shcherba V.A., Sergeev A.O. Features of the application of multistage hydraulic fracturing technology. *New directions in oil and gas geology and geochemistry. Development of exploration work*, 2017, vol. 7, pp. 403–409. In Rus.
6. *Technical data sheet of diverting fluid agents Bioballs L*. Available at: https://www.coviacorp.com/media/tvmfdpa0/covia_standard_buoyant_bioballs_l_tds.pdf (accessed 11 April 2020).
7. *Technical data sheet of diverting fluid agents Bioballs H*. Available at: https://www.coviacorp.com/media/qaqlzz14/covia_standard_buoyant_bioballs_h_tds.pdf (accessed 11 April 2020).
8. *Technical data sheet of diverting fluid agents Bioballs X*. Available at: https://www.coviacorp.com/media/53effg3x/covia_standard_buoyant_bioballs_x_tds.pdf (accessed 11 April 2020).
9. Danilov D. Analysis of multi-stage hydraulic fracturing in NK Rosneft. *Herald of science and education*, 2018, no. 16-2, pp. 52. In Rus. Available at: <https://cyberleninka.ru/article/n/analiz-provedeniya-mnogostadiynyh-gidrorazryvov-plastov-v-oao-nk-rosneft> (accessed 11 April 2020).
10. Kolykhalov I.V., Panov A.V., Skulkin A.A. On the development of cracks during repeated multistage hydraulic fracturing by a viscous fluid. *Earth Sciences. The current state*, 2018, vol. 5, pp. 39–41. In Rus.
11. Aminev I.S., Sharafutdinov E.M. Otsenka primeneniya mnogostadiynogo gidrorazryva plasta [Evaluation of the use of multi-stage hydraulic fracturing]. *Materialy 46-y Vserossiyskoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii molodykh uchenykh, aspirantov i studentov s mezhdunarodnym uchastiyem* [Materials of the 46th All-Russian Scientific and Technical Conference of young scientists, graduate students and students with international participation]. Ufa, UGNTU Publ., 2019, Vol. 1, pp. 3–5.
12. Gayfullin R.R., Gorin V.V., Kudrya S.S., Kharisov V.R. Development of multistage hydraulic fracturing technology at OJSC Samotlomeftegaz. *Scientific and Technical Bulletin of OJSC Rosneft Oil Company*, 2014, no. 2, pp. 23–30. In Rus.

13. Programma realizatsii opytno-promyshlennykh rabot po teme: «Provedenie GRP s primeneniem potokootklonyayushchikh perforatsionnykh sharov BioBalls» na mestorozhdeniyakh TPP «Uraineftegaz» [Implementation of the pilot program on the topic Hydraulic fracturing using flow diverting perforation balls BioBalls at the Uraineftegaz TPP field]. *LUKOIL-Engineering LLC KogalymNIPIneft*, 2016. vol. 37, pp. 1–15.
14. Dopolnenie k proektu razrabotki mestorozhdeniy Shaimskogo neftegazonosnogo rayona [Addition to the project for the development of oilfields in the Shaim oil and gas region]. *CCR Rosnedra for HCS*, 2013, no. 13, pp. 90–96.
15. Reglament na provedenie rabot po povysheniyu nefteodachi vysokoobvodnennykh plastov s primeneniem potokootklonyayushchikh perforatsionnykh sharov BioBalls [The procedure for the enhancement of oil recovery in highly watered formations using flow diverting perforation balls BioBalls]. *Bulletin of science and education*, 2013, vol. 9, pp. 1–8.
16. Reutov V.A. Hydraulic fracturing: conditions for the formation of cracks, their practical definition and use. *Itogi Nauki i Tekhniki. Development of oil and gas fields*, 1991, vol. 23, pp. 73–153. In Rus.
17. Warpinski N.R. Hydraulic fracturing in tight, fissured media. *Journal of Petroleum Technology*, 1991, vol. 43, no. 2, pp. 146–209.
18. Appleton J., Rivenbark M. Cemented versus open hole completions: what is best for your well? *SPE Unconventional Gas Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*, 2013, vol. 5, pp. 2–7.
19. Miller C. K., Waters G.A., Rylander E.I. Evaluation of production log data from horizontal wells drilled in organic shales. *North American Unconventional Gas Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*, 2011, vol. 3, pp. 5–22.
20. Wozniak G. Frac sleeves: is milling them out worth the trouble? *Tight Gas Completions Conference. Society of Petroleum Engineers*, 2010, vol. 4, pp. 3–9.

Received: 28 May 2020.

Information about the authors

Viktoria V. Terpinskaya, student, National Research Tomsk Polytechnic University.

Pavel A. Abramov, student, Tyumen Industrial University.

Evgenia G. Karpova, senior lecturer, National Research Tomsk Polytechnic University.