ЭВОЛЮЦИЯ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИЙ РАЗРАБОТКИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ США

EVOLUTION OF USA TIGHT OIL FIELDS DEVELOPMENT TECHNOLOGIES

А. С. Огнева

Aleksandra S. Ogneva

ООО «РН-БашНИПИнефть»,
г. Уфа, Российская Федерация

RN-BashNIPIneft LLC,
Ufa, Russian Federation

А. Э. Фёдоров

Aleksey E. Fedorov

ООО «РН-БашНИПИнефть»,
г. Уфа, Российская Федерация

RN-BashNIPIneft LLC,
Ufa, Russian Federation

М. С. Антонов

Maksim S. Antonov

ООО «РН-БашНИПИнефть»,
Уфимский государственный
нефтяной технический университет,
г. Уфа, Российская Федерация

RN-BashNIPIneft LLC,
Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

Е. Ф. Смолянец

Evgeniy F. Smolyanec

ООО «РН-БашНИПИнефть»,
г. Уфа, Российская Федерация

RN-BashNIPIneft LLC,
Ufa, Russian Federation

А. В. Сергейчев

Andrey V. Sergeychev

ПАО «НК «Роснефть»,
г. Москва, Российская Федерация

Rosneft Oil Company,
Moscow, Russian Federation

Представлена динамика добычи нефти в США за столетний период, показано, что пик добычи приходится на май 2019 г. — 12,4 млн бар/сут. В настоящее время США, ранее будучи существенно зависимыми от импорта, стали нетто-экспортёром нефти и газа и планируют в дальнейшем наращивать добычу углеводородов за счёт интенсивного освоения трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ).

На момент 2018 г. добыча нефти ТРИЗ в США (tight и shale формаций) уже приближалась к 2/3 общей добычи нефти США и составляла 61 % (6,5 млн бар/сут) общей добычи нефти в США (10,6 млн бар/сут). Основной вклад в добычу нефти из ТРИЗ в США вносят формации Bakken, Eagle Ford и Permian Basin, с разработки которых и началась «сланцевая революция». В настоящий момент добыча формаций коллекторов ТРИЗ в США составляет около 6 % и 10 % мировой добычи нефти и газа соответственно. Учитывая наличие подобных коллекторов в России, возникает необходимость их изучения, обобщения и анализа технологического опыта с учётом геологических особенностей месторождений нефти с ТРИЗ в США.

Рассмотрены геологические предпосылки к развитию технологий разработки ТРИЗ, динамика технологической эффективности проведения операций гидроразрыва пласта (ГРП). Показано, что широкомасштабное внедрение операций ГРП и многостадийных ГРП (МГРП) оказало значительное влияние на эффективность разработки месторождений нефти с ТРИЗ, характеризующихся наличием низко- и сверхнизко проницаемых коллекторов. Так, количество операций ГРП в 1950-х — начале 1990-х годов составляло порядка 10–30 тыс. операций/год, в то время как последние пиковые уровни приближаются к значению 500 тыс. операций/год. Технологическое развитие насосных систем, совместно с развитием технологий заканчивания скважин, привело к увеличению количества стадий ГРП на одну скважину примерно в 20 раз, массы закачиваемого проппанта в 40 раз. В результате дизайны заканчивания скважин и ГРП переориентируются на более плотную систему расстановки скважин с более плотным размещением портов ГРП. Кроме того,

Ключевые слова

разработка; месторождения нефти
и газа; сланцевая нефть;
технология; объект; добыча;
скважина; проппант;
гидравлический разрыв пласта

в настоящее время применяются жидкости ГРП «нового поколения», позволяющие увеличить коэффициент использования попутно добываемой воды, а также используется более дешёвый проппант, хотя и более низкого качества.

Представлена динамика активности бурения скважин на месторождениях ТрИЗ в США, отмечено, что на протяжении всей истории инновационного развития технологий разработки ТрИЗ большая часть мировой буровой деятельности происходила в США, около 10 % в Канаде и всего лишь 3 % в странах ОПЕК. Во время «сланцевой революции» большая часть пробуренных в США скважин была закончена с ГРП, причём в настоящее время доля новых нефтяных скважин, заканчиваемых с ГРП, достигает 80 %, газовых 90 %.

Приведены основные аспекты развития технологий проведения операций ГРП. Отмечена роль совершенствования качества проппантов, используемых при реализации операций ГРП, развития систем заканчивания скважин с ГРП, технологий бурения скважин.

The dynamics of oil production in the United States of America (USA) for the one hundred-year period is presented, it is shown that the peak of production falls on may 2019 — 12.4 million bar/day. Currently, the USA, previously significantly dependent on imports, has become a net exporter of oil and gas and plans to further increase production of hydrocarbons due to the intensive development of hard-to-recover reserves.

At the time of 2018, hard-to-recover reserves oil production in the USA (tight and shale formations) was already approaching 2/3 of total USA oil production and amounted to 61 % (6.5 million bar/day) of the total USA oil production (10.6 million bar/day). The main contribution to the production of hard-to-recover reserves oil in the United States bring Bakken formations, Eagle Ford and Permian Basin, with the development of which the «shale revolution» began. At the moment, the production of hard-to-recover reserves reservoir formations in the USA is about 6 % and 10 % of world oil and gas production, respectively. Due to the presence of such reservoirs in Russia, there is a need for their study, generalization and analysis of technological experience, taking into account the geological features of the US hard-to-recover reserves deposits.

The geological prerequisites for the development technologies of hard-to-recover reserves, the dynamics of technological efficiency of hydraulic fracturing operations (frac) are considered. It is shown that the large-scale introduction of fracturing operations and multistage fracturing had a significant impact on the efficiency of oil fields with hard-to-recover reserves, characterizing by the presence of low and ultra-low permeable reservoirs. Thus, the number of stages of hydraulic fracturing in the 1950s — early 1990s was about 10–30 thousand stages/year, while the last peak levels are close to the value of 500 thousand stages/year. The technological development of pumping systems, together with the development of well completion technologies, led to an increase in the number of fracture stages per well by about 20 times, the mass of the injected proppant — by about 40 times. As a result, the design of well completion and hydraulic fracturing redirects on a more dense arrangement of wells with tighter frac port placement. In addition, new generation hydraulic fracturing fluids are currently used to increase the utilization rate of produced water along the way, and a cheaper proppant of lower quality is used.

The dynamics of the wells drilling activity in the fields of hard-to-recover reserves in the United States is presented, and marked that throughout the history of innovative development of technologies of development of hard-to-recover reserves most of the world's drilling activities occurred in the United States, about 10 % — in Canada and only 3 % — in the OPEC countries. During the «shale revolution» most of the wells drilled in the US were completed with hydraulic fracturing, and now the share of new oil wells completed with hydraulic fracturing reaches 80 %, and gas 90 %. The main aspects of the development of hydraulic fracturing operations technologies are presented. The role of improving the quality of proppants used in the implementation of hydraulic fracturing operations, development of well completion systems with hydraulic fracturing, well drilling technologies are presented.

Key words

development; oil and gas fields;
shale oil; technology; facility;
production; well; proppant;
hydraulic fracturing

Введение

В условиях истощения мировых традиционных запасов углеводородов (УВ), перспективным источником поддержания и роста добычи мировых нефтегазодобывающих Компаний являются трудноизвлекаемые запасы нефти и газа (ТРИЗ). Данную тенденцию характеризует концепция «ресурсного треугольника», представленная на рисунке 1 [1]:

— вершина треугольника содержит нефть традиционных запасов УВ (завершающая стадия разработки месторождения в настоящее время);

— середина треугольника содержит тяжёлую нефть, нефть битуминозных песчаников и карбонатные коллекторы (активная разработка в настоящее время);

— нижняя часть треугольника содержит нефть и газ плотных формаций, газ угольных пластов, нефть и газ сланцевых формаций, нефть битуминозных сланцев и гидраты природных газов (запасы в начальной стадии разработки).

Средняя и нижняя части треугольника являются участками скопления УВ нетрадиционных запасов, причём их количество гораздо больше, чем традиционных запасов (80 % всех мировых ресурсов). Однако следует отметить, что качество нетрадиционных запасов относительно низко, и для их разработки требуются более совершенные и энергоэффективные технологии.

В России год от года возрастет доля добычи нефти из ТРИЗ, достигающая в настоящее время 65 % от общего объема её добычи. Об этом говорится в проекте «Стратегии развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2030 года», размещённом на сайте Федерального агентства по недропользованию (Роснедра). В документе уточняется, что из общих балансовых запасов нефти категорий АВС₁, которые в РФ превышают 18 млрд т, к ТРИЗ относятся уже почти две трети — около 12 млрд т. Причём доля ТРИЗ нефти постепенно увеличивается, даже с учётом того, что отечественные нефтедобывающие Компании отдают предпочтение разработке несложных запасов.

В среднем годовая добыча нефти в России составляет порядка 550 млн т нефти (без учёта газового конденсата). В связи с этим, как подсчитали в Роснедрах, обеспеченность разведанными запасами осваиваемых месторождений составляет на данный момент 35–36 лет. Однако без учёта ТРИЗ, ресурсов разведанной нефти в стране хватит не более чем на 20 лет, подчеркивается в проекте стратегии. Степень выработанности разведанных запасов достигает 55 %, степень разведанности начальных суммарных ресурсов — 46 %, т.е. в РФ могут быть выявлены сотни новых месторождений нефти, в том числе десятки крупных. В последние годы запасы нефти в России стабильно возрастают, однако основной прирост

Рисунок 1. Ресурсный треугольник

происходит не за счёт открытия новых месторождений, а за счёт доразведки отработываемых объектов и внедрения современных технологий добычи, что позволяет существенно увеличить коэффициент извлечения нефти. Таким образом, удержать достигнутый уровень добычи нефти в период после 2020 г. без вовлечения в разработку ТРИЗ РФ просто не сможет.

Учитывая наличие ТРИЗ в России, возникает необходимость их изучения, обобщения и анализа технологического опыта с учётом геологических особенностей месторождений с ТРИЗ США, добыча из которых в настоящее время составляет более 50 % от общей добычи нефти и 60 % от добычи природного газа (около 6 % и 10 % от мировой добычи нефти и газа соответственно).

Влияние развития технологий на добычу нефти из залежей ТРИЗ США

Согласно данным работ [2, 3] и Rystad Energy [4], добыча нефти в США достигла нового максимума в мае 2019 г. и составила 12,4 млн бар/сут (рисунок 2), в конце года суточная добыча нефти в США по прогнозам составит 13,4 млн бар/сут.

Согласно данным US Energy Information Administration [5], в период между 2000 и

2019 г. ежегодная добыча сухого газа в США выросла от 53 до 83 млрд футов³/сут, а добыча сырой нефти от 5,8 до 12 млн бар/сут. За это время США, будучи существенно зависимыми от импорта, стали нетто-экспортёром нефти и газа и планируют в дальнейшем наращивать добычу УВ за счёт интенсивного освоения ТРИЗ.

Добыча нефти из ТРИЗ на текущий момент приближается к 2/3 общей добычи нефти США. Основной вклад в добычу нефти ТРИЗ вносят формации пермского бассейна, Eagle Ford и Bakken, с разработки которых началась «сланцевая революция» [6–8]. При этом добыча нефти лишь месторождений пермского бассейна, активно развивающегося за последние 3–4 года за счёт разработки ТРИЗ, на июль 2019 г. составила 4,226 млн бар/сут (рисунок 3), что сопоставимо с текущей добычей месторождений, эксплуатируемых ПАО «НК «Роснефть».

Геологические предпосылки к развитию технологий разработки ТРИЗ

В работах [7, 8] представлена отраслевая база данных, используемых при реализации технологий ГРП в США с момента первой апробации технологии в 1940-ых годах и до «сланцевой революции» в настоящее время [9].

Добыча сырой нефти США тыс. бар/сут

Рисунок 2. Динамика добычи нефти в США за 100-летний период

Пик добычи нефти 2019 г. – 12,4 млн бар/сут

Рисунок 3. Динамика добычи нефти и газа месторождений пермского бассейна

Сланцевые формации представляют собой слоистые, мелкозернистые глины и алевролиты. Размеры частиц зерён очень малы ($< 1/256$ мм в диаметре (F.J. Pettijohn, 1957)). Плотные формации преимущественно представляют собой переслаивающиеся глинистые песчаники. Одна общая и важная характеристика сланцевых и плотных формаций — сверхнизкая проницаемость (С.-Z. Jia, 2012):

— эффективная проницаемость плотных формаций меньше, чем 0,1 мД (абсолютная проницаемость составляет менее 1 мД);

— значение проницаемости матрицы сланцевых формаций имеет порядок в диапазоне микродарси — нанодарси.

Коллекторы сланцевых формаций обычно имеют естественные трещины, которые могут увеличивать значение эффективной проницаемости выше, чем порядок нанодарси. Китайские авторы классифицируют сланцевые формации как материнские породы, в которых УВ генерировались *in situ* (или мигрировали на очень коротком расстоянии, т.е. остались практически в материнском пласте) (W. Yang, 2015), а плотные формации — как объекты, расположенные вблизи материнских пород (С.-Z. Jia, 2014), или материнские породы, представленные переслаивающимися песчаниками (Т.-Y. Zheng, 2017).

Общие запасы нетрадиционных ресурсов жидких УВ, включая тяжёлую нефть, природный битум и нефть битуминозных сланцев, составляют примерно $(2200-9300)^{108}$ т, что сопоставимо с запасами традиционных ресурсов [8]. Общие запасы природного газа, включая газ плотных формаций, сланцевый и угольный газы составляют примерно $(800-6521)^{1012}$ м³, что в 1,7–14 раз превышает общий объём традиционных ресурсов газа. Следует отметить, что гидраты природного газа широко распространены по всему миру, причем 27 % суши и 90 % мирового океана являются потенциальными районами залегания залежей гидратов природного газа. Ряд авторов полагает, что общее количество доступных ресурсов гидратов природного газа более чем в два раза превышает количество запасов известных ископаемых видов топлива (примерно в 2,11016 м³ или в 45 раз больше объёма доступного обычного природного газа). Очевидно, что потенциал нетрадиционных ресурсов УВ многократно превосходит потенциал традиционных ресурсов.

В настоящее время в Северной Америке активно разрабатываются более 10 нефтегазовых комплексов плотных пород, при этом текущая добыча нефти плотных и сланцевых коллекторов составляет порядка 5 млн бар/сут.

Следует отметить, что аномально-низкие фильтрационно-ёмкостные свойства (ФЕС) плотных и сланцевых коллекторов физически не позволяют свободно фильтроваться флюиду в пласте и использовать технологии вытеснения нефти водой. Месторождения эксплуатируются в режиме истощения. Отсутствие возможности вытеснения нефти водой обуславливает низкие коэффициенты нефтеотдачи коллекторов: максимальный КИН, согласно данным работы J.J. Sheng (2015 г.) составляет порядка 10 %, согласно данным отчёта EIA (US DOE, 2013 г.) — 3–6 %. Коэффициент извлечения сланцевого газа (КИГ) составляет порядка 15–25 % (V.A. Kuuskraa, 2013) (рисунок 4).

Динамика технологической

эффективности проведения операций ГРП

Широкомасштабное внедрение операций ГРП и МГРП оказали значительное влияние на эффективность разработки месторождений нефти с ТРИЗ. Развитие технологий ГРП, наряду с тщательным изучением геологического строения коллекторов ТРИЗ, развитием технологий заканчивания скважин кардинально изменили «энергетический ландшафт» Северной Америки [6]. Так, количество операций ГРП в 1950-х — начале 1990-х годов составляло порядка 10–30 тыс. операций/год, в то время как последние пиковые уровни приближаются к значению 500 тыс. операций/год [7]. Технологическое развитие насосных систем совместно с развитием технологий заканчивания скважин привели к увеличению количества стадий ГРП на одну скважину примерно в 20 раз, массы закачиваемого проппанта в 40 раз.

В результате дизайны заканчивания скважин и ГРП переориентируются на более плотную систему расстановки скважин с более плотным размещением портов ГРП. Кроме того, в настоящее время применяются жидкости ГРП «нового поколения», позволяющие увеличить коэффициент использования попутно добываемой воды, а также используется более дешёвый проппант, хотя и более низкого качества.

Рисунок 4. Потенциальные КИН и КИГ сланцевых коллекторов нефти и газа США

Динамика активности бурения скважин на месторождениях с ТриЗ в США

На протяжении всей истории инновационного развития технологий разработки ТриЗ, большая часть бурения скважин осуществлялась в США, около 10 % в Канаде и всего лишь 3 % в странах ОПЕК. То же самое касается количества скважин, законченных строительством. В течение последних 10 лет «сланцевой революции» более 20 тыс. скважин в год бурится в США, основная часть которых приходится на горизонтальные скважины (ГС) [10]. Необходимо отметить, что значительный рост активности бурения скважин начинается с середины 2000-х годов, в период же с начала 2010 годов и по настоящее время в США пробурено около 50 % всех мировых скважин. Хотя ГС доминировали при разработке ТриЗ нефти и газа США с 2008 по 2010 г., их количество не превышало количества вертикальных скважин (ВС), пробуренных в тех же формациях вплоть до 2017 г. По состоянию на конец 2018 г., около 88 тыс. ВС по-прежнему добывали нефть и природный газ, однако объем продукции, добываемой этими скважинами, был незначительным по сравнению с объемом, добываемым ГС. Многие из оставшихся в эксплуатации ВС являются малодебитными, однако их оставляют

в добыче до момента, пока они не становятся экономически неэффективными (при этом экономически рентабельный дебит с учетом мер стимулирования зачастую измеряется в диапазоне 0,1–0,2 т/сут, тогда как в России — 1–2 т/сут).

Во время «сланцевой революции» большая часть пробуренных в США скважин была закончена с ГРП, причём в настоящее время доля новых нефтяных скважин, заканчиваемых с ГРП, достигает 80 %, а газовых 90 %.

Развитие технологий ГРП

Начало «сланцевой революции» можно отнести к середине 1990-х годов, когда R. Mayerhofer и др. (1997) экспериментировали с малотоннажными (в том числе беспропантными) Slickwater Frac в песчаниках East Texas Cotton Valley Sandstone. Идея заключалась в том, что в сверхнизкопроницаемых коллекторах необходимо создавать трещины ГРП с низкой проводимостью, а дизайны с низкой концентрацией пропантанта способны обеспечить достаточную проводимость трещины без её последующего схлопывания [11–13].

Основным проводником «сланцевой революции» явились мелкие независимые Компании, имеющие льготы на аренду прав на полезные ископаемые у землевладельцев. Дополнительные совместные промышленные

проекты, такие как Cotton Valley JIP and Mounds Drill Cuttings Injection Project, проведённые в конце 1990-х годов, предоставили дополнительную информацию о том, как трещины ГРП распространяются в различных средах. Впоследствии были разработаны технологические решения прямого измерения геометрии трещин ГРП, такие как наклонометрическое и микросейсмическое картирование трещин ГРП, с проведением замеров/исследований в трёх смещённых скважинах. Полученные результаты явились исходной информацией для калибровки размеров длины, высоты, ширины и проводимости трещин в существующих моделях трещин ГРП. Модели распространения трещин ГРП ранее просто калибровались с помощью замеров чистого давления, в настоящее же время дополнительно подкрепляются значениями прямых замеров их геометрии, способствуя созданию более надёжных моделей распространения трещин ГРП для дальнейшей оптимизации их дизайнов.

В области добычи природного газа из пластов со сверхнизкой проницаемостью следует отметить роль Компании «пионера в области современного ГРП» Д. Митчелла «Mitchell Energy Company». Проводимые Компанией Slickwater Frac операции с более низкими концентрациями проппанта и большими объёмами полимеров (гелей) в составе жидкостей ГРП, впервые позволили экономически эффективно разрабатывать ТриЗ газа месторождения Barnett Shale. Эффективность разработки ТриЗ сверхнизкопроницаемых коллек-

торов проведением операций ГРП подтверждена данными микросейсмической диагностики трещин гидроразрыва пласта. Характер трещин ГРП может быть определён картированием с помощью поверхностного наклонометра, по данным которого рост трещин ГРП происходит в двух ортогональных и дополнительно в вертикальном направлениях.

Опыт разработки плотных и сланцевых формаций УВ Северной Америки позволил адаптировать дизайн ГРП с целью обеспечения главной задачи — создания сложной, максимально разветвлённой конфигурации трещин с целью увеличения добычи нефти [1] (рисунок 5).

Показано, что в сверхнизкопроницаемых коллекторах дренируемый объём добываемой жидкости ограничен объёмом пласта, расположенным между трещинами МГРП. Следует отметить, что при проведении ГРП на большинстве пластов традиционных залежей имеет место классическая система трещин ГРП (плоскостная двукрылая) без ортогональных поворотов относительно друг друга, обладающая более линейной структурой. Однако далеко не многие бассейны имеют уникальные напряжённые состояния пластов, такие как на месторождении Barnett Shale, позволяющие создать обширную систему трещин с увеличенной площадью контакта с пластом и экономически эффективно осуществлять промышленную добычу нефти и газа. Существенное влияние на способность пород к растрескиванию оказывает их минералогия.

Рисунок 5. Карта «сложности» трещин ГРП различных бассейнов США

В связи с вышесказанным требуется развитие технологии применения ГС с МГРП с целью создания обширной системы трещин даже при отсутствии уникальных напряжённых состояний пластов.

Совершенствование качества проппантов на североамериканском рынке

В настоящее время на североамериканском рынке проппантов можно выделить три ключевых изменения:

1. При прочих равных условиях увеличилась масса проппанта, закачиваемого в скважину, как правило, опережающая темпы увеличения объёмов закачиваемой жидкости ГРП (средняя концентрация проппанта постепенно увеличивается с использованием высоковязких понизителей трения жидкостей ГРП). В 2017 г. среднее значение массы закачиваемого проппанта на скважину превысило 4,5 тыс. т, т.е. относительно начала «сланцевой революции» промышленное использование проппанта выросло примерно в 40 раз по массе и продолжает увеличиваться, превышая 9,1 тыс. т в последние годы. Начало роста закачки проппанта приходится на 2003 г. и соответствует началу массового проведения ГРП на газовых ГС.

Средний объём используемой жидкости ГРП в настоящее время составляет около 39,7 тыс. м³ жидкости на горизонтальную скважину, что обеспечивается рециркулированием (использованием) попутно добываемой с нефтью водой.

2. С увеличением объёма поставок проппанта в США его качество ухудшилось. Использование высококачественных проппантов, например проппантов с полимерным покрытием (Resin-Coated Sands (RCSs)) и керамических проппантов, сократилось, и в настоящее время в нефтедобывающей отрасли США используются более дешёвые виды проппантов местного производства низкого качества. Данная тенденция началась в пермском бассейне, где Компания Pioneer Natural Resources имеет собственные шахты по добыче песка. Необходимо отметить, что большие объёмы проппанта, закачиваемого в одну скважину, компенсируют низкое качество проппанта при проведении операций ГРП на ГС. Типичная ГС имеет сотни трещин/микротрещин в околоскважинной зоне. Это означает, что на каждую трещину/микротрещину приходится малая доля от общего объёма УВ, поступающих в скважину, что существенно

снижает требования к значению проводимости трещины ГРП.

3. Изменение размера применяемого проппанта. В настоящее время промышленность все более предпочитает проппант размерами 40/70 и 100+ mesh, что, в первую очередь, связано с более широким использованием недорогих проппантов местного производства. Переход нефтегазодобывающей отрасли США на 100 mesh проппант местного производства, в частности таких гигантов, как операторов пермского бассейна, является одним из ключевых изменений в направлении снижения капитальных затрат.

Развитие систем заканчивания скважин с ГРП

После начала экспериментов по применению малотоннажных Slickwater Frac основное внимание уделялось увеличению стимулированного объёма пласта (SRV) за счёт создания большего количества более длинных и плотно расположенных трещин ГРП посредством изменения систем заканчивания скважин. Увеличение длины ГС позволяет охватывать большее количество запасов УВ при незначительном увеличении дополнительных капитальных затрат. Например, по данным Drilling Info, в сланцах Ютика в регионе Аппалачи длины ГС за период времени с 2001 до 2017 г. увеличились до 2630 м. Следует отметить, что экономическая эффективность добычи нефти из сланцевых скважин непосредственно зависит от отведённой под бурение площади. В течение 2010–2017 гг. средняя масса проппанта на одну ГС выросла с 0,744 до 2,381 т/м, а объём жидкости ГРП увеличился с 6,8 до 17,2 м³/м.

Следует отметить и уменьшение количества химических добавок в жидкости ГРП для размещения единицы массы проппанта в пласте, переход на малотоннажный Slickwater Frac с добавлением понизителей трения (Friction Reducer (FR) в жидкости ГРП (в т.ч. высоковязких), а также переход на более дешёвый и менее качественный местный проппант.

Увеличение количества стадий и плотности распространения/размещения трещин ГРП

Увеличение количества стадий и плотности распространения/размещения трещин ГРП привело к тому, что среднее число стадий ГРП выросло до 40 стадий на одну скважину, а расстояние между стадиями сократилось

с 107 в 2010 г. до 61 м на стадию/порт в 2017 г. В результате увеличения скорости закачки жидкости ГРП среднее значение скорости закачиваемой жидкости возросло с 0,083 в 2010 г. до 0,22 м³/мин/м в 2017 г. для улучшения отклонения трещин от ствола ГС.

К числу новых технологий следует отнести:

— систему Bowhead II, использующую растворимые шарики, активирующие гидравлические муфты. Система позволяет заканчивать скважину цементируемым хвостовиком единого диаметра и бурить более длинные ГС с более плотным размещением портов, а также использовать более высокие скорости закачки, оптимизировать объёмы жидкости заканчивания и использовать более высокую концентрацию проппанта, непрерывно производить точечные операции ГРП без использования гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ). Система Bowhead II имеет явные технические преимущества перед другими технологиями за счёт контролируемого размещения трещин ГРП и высокой эффективности стимуляции пласта;

— изменение стратегии инициирования трещин ГРП: увеличение количества перфораций/мест инициирования трещин ГРП в рамках одной стадии для лучшего распределения трещин ГРП; возможность группирова-

ния перфорационных кластеров вдоль соседних горизонтальных стволов в рамках разновидности технологии Zipper Frac для создания более равномерного роста трещин из каждого перфорационного кластера и исключения неохваченных зон;

— применение потокоотклоняющих технологий: в настоящее время разработаны добавки химических компонентов и твёрдых частиц для временного блокирования потока в ряд портов компоновки МГРП для достижения более равномерного распределения трещин вдоль ГС.

По мере того как нефтегазодобывающая промышленность США совершенствовалась и масштабировала технологии, проекты с использованием ГРП становились глобальнее и эффективнее, скважины становились более продуктивными, а капитальные затраты на скважину снижались. Информация о последних изменениях в дизайнах ГРП, средней продуктивности скважин и экономической эффективности эксплуатации скважин представлена в таблице 1.

Развитие технологий бурения и заканчивания скважин

Как отмечено выше, в течение последних 15 лет «сланцевой революции» существенно возросло число ГС. В первые годы «сланцевой революции» основная часть бурения была

Таблица 1. Изменения в дизайне ГРП, средней продуктивности и экономической эффективности эксплуатации скважин

Параметр	Единица измерения	2012 г., среднее значение	2017 г., среднее значение	Изменение, %
Длина ГС	м	1700,8	2324,1	37
Количество стадий	шт.	19,3	38,6	100
Плотность стадий ГРП	ст/м	90,2	63,4	-30
Масса проппанта	т	1590,1	5392,7	239
Масса проппанта на 1 м горизонтального ствола	т/м	93,6	225,6	141
Объём жидкости закачки	м ³	11831,1	38793,3	228
Объём жидкости на 1 м горизонтального ствола	м ³ /м	0,7	1,6	131
Средняя концентрация проппанта	кг/м ³	140,2	145	3
Максимальная скорость закачки	м ³ /мин	9,1	12,9	42
Максимальная скорость закачки на 1 м горизонтального ствола	м ³ /мин/м/ст	0,0098	0,02	104
Накопленная добыча за 1 год	бар	61044	108209	77
Накопленная добыча за 1 год на 1 м горизонтального ствола	бар/м	12,2	17,7	45
Накопленная добыча за год (БНЭ)	БНЭ	91465	159942	75
Накопленная добыча за год (БНЭ) на 1 м горизонтального ствола	БНЭ/м	18,2	25,7	41
Стоимость скважины	млн \$	7,2	5,1	-29
Стоимость 1 барреля нефтяного эквивалента за 1 год	\$/год	86	32	-63
Стоимость 1 м ³ нефти за 1 год	\$/м ³ /год	20,4	7,3	-64

сосредоточена на газовых скважинах, что привело, в частности, к промышленной разработке месторождения Barnett Shale, после 2010 г. основная часть бурения сосредоточилась на нефтяных скважинах.

Первые ГС заканчивались одной трещиной ГРП или МГРП с песчаными пробками для изоляции активированных интервалов на большом расстоянии друг от друга. В последующем развитие технологий заканчивания скважин позволило инициировать трещины ГРП на небольшом расстоянии друг от друга, что способствовало увеличению площади охвата пласта трещинами ГРП. Совершенствовались компоненты заканчивания скважин, в частности, с использованием шаровой технологии ГРП, согласно которой в конце каждой стадии ГРП в скважину подаётся растворимый со временем шарик для изоляции интенсифицированного интервала. Повышалась эффективность технологий ГРП plug&perf для увеличения эффективности изоляции стадий между собой. Данная технология оказалась высокопроизводительной за счёт создания значительно большего количества точек инициирования трещин ГРП и более эффективной с точки зрения времени проведения операций ГРП в условиях кустового бурения скважин. Дальнейшее инновационное развитие технологии plug&perf привело к совместному применению «канатных технологий», ориентированных в пространстве перфораторов, инициирующих отверстия одинакового размера и т.д., что позволило использовать данный способ заканчивания скважин в качестве основного.

Наряду с происходящими изменениями в области технологий ГРП и заканчивания скважин, во время «сланцевой революции» быстро развивались и технологии бурения скважин, причём ряд технологических инноваций позволил значительно сократить капитальные затраты.

Эволюционные изменения в области бурения скважин

Бурение сланцевых коллекторов возможно лишь при условии оптимизации затрат и увеличения производительности основных технологических процессов, в частности бурения скважин. Высокопроизводительное бурение — это оптимизация процесса бурения для максимизации скорости бурения, проведения достоверного каротажа, минимизации суммарных затрат без снижения качества работ.

Ниже представлены основные эволюционные изменения при бурении скважин:

— применение гидравлических забойных двигателей (ГЗД), обеспечивающих высокие скорости проходки благодаря более высоким скоростям вращения по сравнению с роторным бурением. В дополнение к возможности бурения пространственно-искривлённого участка, ГЗД используются при бурении вертикальных и горизонтальных секций скважин для увеличения скорости проходки. Повышению скорости бурения способствует увеличение мощности буровых насосов, позволяющее более эффективно передавать нагрузку буровому долоту;

— применение PDC (поликристаллических алмазных) долот, являющихся более прочными, и зачастую позволяющих бурить вертикальные и горизонтальные участки за одну спускоподъёмную операцию (СПО). В сочетании с ГЗД эти быстро вращающиеся долота обеспечивают более высокую скорость проходки и имеют более длительный срок службы;

— проведение измерений во время бурения (MWD), позволяющих определять положение долота в режиме реального времени;

— использование «Walking Rigs» буровых установок, позволяющих буровой установке легко перемещаться на короткие расстояния до следующей скважины, сокращая непроизводственное время и эксплуатационные расходы.

Развитие технологий проведения повторного ГРП

В современных экономических условиях стоимость бурения новых скважин привела к необходимости пересмотра планов освоения месторождений с целью наиболее эффективного метода получения прибыли. Проведение повторных ГРП (рефраков) на ГС является технологией, которая намного дешевле, чем бурение новых скважин, и при правильном выполнении может обеспечить значительный рост добычи нефти из старых скважин [14, 15]. Рефрак как технология существует уже много лет и положительно зарекомендовал себя на ВС с 1970-х гг. Однако рефраки в ГС с МГРП начали проводить лишь в конце 2000-х гг. В 2011 г. наблюдалось значительное расширение деятельности по использованию рефраков в ГС с МГРП. Проводились эксперименты с объёмами работ (масса проппанта, объём жидкости ГРП), сроками и типами технологий проведения рефраков, различными стратегиями выбора скважин-кандидатов. По

мере падения цен на нефть рефрак начал приобретать в нефтедобывающей отрасли всё большее значение. По сравнению с затратами на бурение и заканчивание новой скважины, затраты на проведение рефрака значительно ниже при сопоставимом уровне обеспечения добычи нефти, рефрак зачастую обеспечивает высокий уровень возврата инвестиций и в последнее время рекомендуется в качестве части системы разработки месторождений с начальной стадией.

Развитие технологий МГРП является катализатором эволюционного развития рефраков: увеличение длины ГС, уменьшение времени между стадиями ГРП, увеличение массы проппанта и объёмов жидкости ГРП, увеличение скорости закачки жидкости ГРП и т.д. — по мере совершенствования технологий заканчивания ГС увеличивается область воздействия на пласт. Однако существует множество ГС, пробуренных со старыми компоновками заканчивания, которые не позволяют эффективно дренировать систему «пласт — коллектор», окружающую ГС. При этом именно эти скважины являются целевыми для проведения повторного ГРП. Основными критериями выбора скважин, кандидатов для проведения операций повторного ГРП, являются:

- известные причины ухудшения производительности ГС;
- результаты исследований, указывающих на наличие непродуктивных/ неохваченных воздействием участков ГС;
- большое расстояние между точками инициации трещин ГРП;
- подтверждённый факт использования при первом ГРП неподходящей для данных геолого-физических условий жидкости ГРП или типа проппанта;
- темп падения дебита жидкости;
- ухудшение проводимости трещины ГРП;
- продуктивность региона (наличие естественных трещин);
- производительность соседних скважин.

В настоящее время существует три наиболее распространённых метода проведения повторного ГРП на ГС:

- применение потокоотклоняющих технологий — «rump and pray». Однако метод не позволяет точно определить/задать порт/сегмент ГС, который будет подвержен рефраку. Тем не менее, метод применения потокоотклоняющих технологий является наиболее рас-

пространённым в отрасли, вероятно, в связи с тем, что он наиболее рентабелен;

- метод применения изолирующих пакеров (CT Frac);
- метод механической изоляции интервалов.

В зависимости от дизайна рефрака на скважине с повторным ГРП может увеличиться дебит в связи с иницированием новых трещин ГРП или расширением/восстановлением существующих сетей трещин ГРП. Для оценки производительности таких скважин Компанией IHS Markit Harmony разработаны новые сеточные модели, способные оперативно изменять стимулированный объём пласта (SRV). Эти новые модельные конфигурации являются расширениями областей трещин ГРП (EFR), представленными многофазной гибридной численной моделью. Гибридные рефрак-модели способны проводить адаптацию добычи нефти («history matching») и проводить прогноз добычи, что ранее было ограничением программного обеспечения. До разработки новых моделей перед аналитиками стояла задача — создать временные модели, отражающие фактическую динамику работы скважин на ранних этапах (сразу после запуска), либо на поздних временных этапах, чтобы проводить адаптацию модели по всей истории добычи УВ. Однако эта методология изначально ошибочна, поскольку модель, отражающая поздние временные этапы, не может должным образом учитывать темпы падения добычи УВ в системе на ранних этапах и, следовательно, не может генерировать достоверный прогноз.

Анализ литературных источников показывает, что успешность рефрака определяется рядом эмпирических параметров, в частности:

- потенциальным дебитом скважин после проведения рефрака;
- отношением дебита скважины после рефрака к остановочному дебиту;
- отношением темпов падения дебита скважин после и до проведения рефрака;
- соотношением КИН на основе decline-анализа;
- соотношением дебитов за 30 сут до / после рефрака.

Экспериментируя с типом технологии проведения рефрака или стратегией заканчивания скважин важно учитывать и геомеханические процессы, протекающие в пласте, зависящие

от давления. Однако следует отметить, что недостатком этих прогнозных методов является недостаточность устойчивости модели пластовой сетки, учитывающей первоначальное снижение давления в скважине и добавление/расширение недавно стимулированной породы. Тем не менее, создание достоверных прогнозов позволяет достоверно оценивать экономический успех рефрака.

Выводы

1. Представлена динамика добычи нефти в США за столетний период, показано, что пик добычи приходится на 2019 г. — 12,4 млн бар/сут. Отмечено, что трудноизвлекаемые запасы являются в настоящее время основным источником добычи углеводородов. Добыча нефти из ТриЗ на текущий момент приближается к 2/3 общей добычи нефти США, при этом основной вклад в добычу нефти ТриЗ вносят формации пермского бассейна, Eagle Ford и Bakken. Учитывая наличие подобных коллекторов в России, возникает необходимость их изучения, обобщения и анализа технологического опыта с учётом геологических особенностей месторождений ТриЗ США.

2. Рассмотрены геологические предпосылки к развитию технологий разработки ТриЗ. Показано, что аномально-низкие ФЕС плотных и сланцевых коллекторов физически не позволяют свободно фильтроваться флюиду в пласте и использовать технологии вытеснения нефти водой, следствием чего являются низкие коэффициенты нефтеотдачи коллекторов.

3. Представлена динамика технологической эффективности проведения операций ГРП. Показано, что если количество стадий ГРП в 1950-х — начале 1990-х годов составляло порядка 10–30 тыс. операций/год, то в настоящее время пиковые уровни приближаются к значению 500 тыс. операций/год. Технологическое развитие насосных систем, совместно с развитием технологий заканчивания скважин, привело к увеличению количества стадий ГРП на одну скважину примерно в 20 раз, массы закачиваемого проппанта в 40 раз.

4. Представлена динамика активности бурения скважин на месторождениях с ТриЗ в США. Отмечено, что в период с начала 2010 гг. и по настоящее время в США пробурено около 50 % всех мировых скважин. Во время «сланцевой революции» большая часть

пробуренных в США скважин была закончена с ГРП, причём в настоящее время доля новых нефтяных скважин, заканчиваемых с ГРП, достигает 80 %, газовых 90 %.

5. Приведены основные аспекты развития технологий проведения операций ГРП. Отмечена роль совершенствования качества проппантов, используемых при реализации операций ГРП, развития систем заканчивания скважин с ГРП.

6. Показано, что увеличение количества стадий и плотности распространения/размещения трещин ГРП привело к тому, что среднее число стадий ГРП выросло до 40 стадий на одну скважину, а расстояние между стадиями сократилось с 107 в 2010 г. до 61 м на стадию/порт в 2017 г. В результате увеличения скорости закачки жидкости ГРП среднее значение скорости закачиваемой жидкости выросло с 0,083 в 2010 г. до 0,22 м³/мин/м в 2017 г., что привело к улучшению отклонения трещин от ствола ГС.

7. Представлены результаты анализа развития технологий бурения и заканчивания скважин. Приведены основные эволюционные изменения при бурении скважин: применение гидравлических забойных двигателей, поликристаллических алмазных долот; проведение измерений во время бурения, что позволяет определять положение долота в режиме реального времени; использование «Walking Rigs» — буровых установок, способных легко перемещаться на короткие расстояния до следующей скважины, сокращая непроизводительное время и эксплуатационные расходы.

8. Представлен анализ развития технологий проведения повторного ГРП. Показано, что проведение рефраков на ГС является более дешёвой технологией, чем бурение новых скважин, и при правильном выполнении может обеспечить значительный рост добычи нефти на старых скважинах. Отмечено, что развитие технологий МГРП является катализатором эволюционного развития рефраков: увеличение длин ГС, уменьшение времени между стадиями ГРП, увеличение массы проппанта и объёмов жидкости ГРП, увеличение скорости закачки жидкости ГРП и т.д. — по мере совершенствования технологий заканчивания ГС увеличивается область воздействия на пласт.

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Bruce A.W. Shooters — A «Fracking» History // Oil and Natural Gas History. 01.09.2007. URL: <https://aoghs.org/technology/hydraulic-fracturing> (дата обращения: 10.12.2019).
2. US Crude Oil Field Production // YCHARTS. URL: https://ycharts.com/indicators/us_crude_oil_field_production (дата обращения: 11.12.2019).
3. Petroleum and Other Liquids. US Crude Oil Field Production // EIA US Energy Information Administration. URL: <https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?f=W&n=PET&s=WCRFPUS2> (дата обращения: 11.12.2019).
4. US Oil Output Poised to Set Yet Another Record in 2019 // Rystad Energy. 06.06.2019. URL: <https://www.rystadenergy.com/newsevents/news/press-releases/US-oil-output-poised-to-set-yet-another-record-in-2019> (дата обращения: 12.12.2019).
5. Annual Energy Outlook 2019 with Projections to 2050 // EIA US Energy Information Administration. URL: <https://www.eia.gov/outlooks/AEO> (дата обращения: 13.12.2019).
6. Zborowski M. Exploring the Innovative Evolution of Hydraulic Fracturing // Journal of Petroleum Technology. 03.06.2019. URL: <https://www.spe.org/en/jpt/jpt-article-detail?art=5552> (дата обращения: 13.12.2019).
7. Weijers L., Wright Ch., Mayerhofer M., Pearson M., Griffin L., Weddle P. Trends in the North American Frac Industry: Invention through the Shale Revolution // Hydraulic Fracturing Technology: Materials of SPE Conference and Exhibition. The Woodlands, Texas, USA. 2019. URL: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-194345-MS> (дата обращения: 13.12.2019). DOI: 10.2118/194345-MS.
8. James J.Sh. Technology 101: EOR Methods for Shale and Tight Formations // The Way a Head. 06.04.2018. URL: <https://pubs.spe.org/en/twa/twa-article-detail?art=4063> (дата обращения: 14.12.2019).
9. Caineng Z. Unconventional Petroleum Geology. Elsevier, 2017. 500 p.
10. Perrin J. Horizontally Drilled Wells Dominate U.S. Tight Formation Production // EIA US Energy Information Administration. 06.06.2019. URL: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=39752> (дата обращения: 14.12.2019).
11. Экономидес М., Олини Р., Валько П. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта: от теории к практике. Ижевск: Изд-во ИКИ, 2007. 234 с.
12. Sallee W.L., Rugg F.E. Artificial Formation Fracturing in Southern Oklahoma and North-Central Texas // AAPG Bulletin. 1953. Vol. 37. No. 11. P. 2539–2550. URL: <http://archives.datapages.com/data/bulletns/1953-56/data/pg/0037/0011/2500/2539.htm?doi=10.1306%2F5CEADD5-16BB-11D7-8645000102C1865D> (дата обращения: 15.12.2019).
13. Garland T.M. Effects of Hydraulic Fracturing upon Oil Recovery from the Strawn and Cisco Formations in North Texas. Dallas: U.S. Department of the Interior, Bureau of Mines, 1957. 33 p.
14. Dutta R. What Makes a Successful Refrac? // Enverus. 28.03.2017. URL: <https://info.drillinginfo.com/>

blog/makes-successful-refrac (дата обращения: 15.12.2019).

15. Chin A. The Emerging Technology of Refracturing Horizontal Wells // IHS Market. 10.01.2017. URL: <https://ihsmarkit.com/research-analysis/the-emerging-technology-of-re-fracturing-horizontal-wells.html> (дата обращения: 16.12.2019).

REFERENCES

1. Bruce A.W. Shooters — A «Fracking» History. Oil and Natural Gas History. 01.09.2007. Available at: <https://aoghs.org/technology/hydraulic-fracturing> (accessed 10.12.2019).
2. US Crude Oil Field Production. YCHARTS. Available at: https://ycharts.com/indicators/us_crude_oil_field_production (accessed 11.12.2019).
3. Petroleum and Other Liquids. US Crude Oil Field Production. EIA US Energy Information Administration. Available at: <https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?f=W&n=PET&s=WCRFPUS2> (accessed 11.12.2019).
4. US Oil Output Poised to Set Yet Another Record in 2019. Rystad Energy. 06.06.2019. Available at: <https://www.rystadenergy.com/newsevents/news/press-releases/US-oil-output-poised-to-set-yet-another-record-in-2019> (accessed 12.12.2019).
5. Annual Energy Outlook 2019 with Projections to 2050. EIA US Energy Information Administration. Available at: <https://www.eia.gov/outlooks/AEO> (accessed 13.12.2019).
6. Zborowski M. Exploring the Innovative Evolution of Hydraulic Fracturing. Journal of Petroleum Technology. 03.06.2019. Available at: <https://www.spe.org/en/jpt/jpt-article-detail?art=5552> (accessed 13.12.2019).
7. Weijers L., Wright Ch., Mayerhofer M., Pearson M., Griffin L., Weddle P. Trends in the North American Frac Industry: Invention through the Shale Revolution. Materials of SPE Conference and Exhibition «Hydraulic Fracturing Technology». The Woodlands, Texas, USA, 2019. Available at: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-194345-MS> (accessed 13.12.2019). DOI: 10.2118/194345-MS.
8. James J.Sh. Technology 101: EOR Methods for Shale and Tight Formations. The Way a Head. 06.04.2018. Available at: <https://pubs.spe.org/en/twa/twa-article-detail?art=4063> (accessed 14.12.2019).
9. Caineng Z. Unconventional Petroleum Geology. Elsevier, 2017. 500 p.
10. Perrin J. Horizontally Drilled Wells Dominate U.S. Tight Formation Production. EIA US Energy Information Administration. 06.06.2019. Available at: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=39752> (accessed 14.12.2019).
11. Ekonomides M., Olini R., Valko P. Unifitsirovannyi dizain gidrorazryva plasta: ot teorii k praktike [Unified Fracture Design: Bringing the Gap between Theory and Practice]. Izhevsk, IKI Publ., 2007. 234 p. [in Russian].
12. Sallee W.L., Rugg F.E. Artificial Formation Fracturing in Southern Oklahoma and North-Central Texas. AAPG Bulletin, 1953, Vol. 37, No. 11, pp. 2539–2550. Available at: <http://archives.datapages.com/data/bulletns/1953-56/>

data/pg/0037/0011/2500/2539.htm?doi=10.1306%2F5CEADDB5-16BB-11D7-8645000102C1865D (accessed 15.12.2019).

13. Garland T.M. *Effects of Hydraulic Fracturing upon Oil Recovery from the Strawn and Cisco Formations in North Texas*. Dallas, U.S. Department of the Interior, Bureau of Mines, 1957. 33 p.

14. Dutta R. What Makes a Successful Refrac? *Enverus*. 28.03.2017. Available at: <https://info.drillinginfo.com/blog/makes-successful-refrac> (accessed 15.12.2019).

15. Chin A. The Emerging Technology of Refracturing Horizontal Wells. *IHS Market*. 10.01.2017. Available at: <https://ihsmarkit.com/research-analysis/the-emerging-technology-of-re-fracturing-horizontal-wells.html> (accessed 16.12.2019).

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

ABOUT THE AUTHORS

Огнева Александра Сергеевна, ведущий специалист отдела технологического аудита и комплаенса, ООО «РН-БашиНПИНефть», г. Уфа, Российская Федерация

Aleksandra S. Ogneva, Leading Specialist of the Technology Audit and Compliance Department, RN-BashNIPIneft LLC, Ufa, Russian Federation

e-mail: OgnevaAS@bnipi.rosneft.ru

Фёдоров Алексей Эдуардович, начальник отдела развития технологий разработки, ООО «РН-БашиНПИНефть», г. Уфа, Российская Федерация

Aleksey E. Fedorov, Head of Development Technology Progressing Division, RN-BashNIPIneft LLC, Ufa, Russian Federation

e-mail: FedorovAE@bnipi.rosneft.ru

Антонов Максим Сергеевич, канд. техн. наук, начальник управления развития инноваций и сопровождения ТРИЗ, ООО «РН-БашиНПИНефть», доцент кафедры «Цифровые технологии в разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Maksim S. Antonov, Candidate of Engineering Sciences, Head of the Innovations Development and the Hard-to-Recover Oil Reserves Support Department, Assistant Professor of Digital Technologies in Oil and Gas Fields Development and Operation Department, USPTU, RN-BashNIPIneft LLC, Ufa, Russian Federation

e-mail: AntonovMS@bnipi.rosneft.ru

Смолянец Евгений Федорович, канд. техн. наук, старший эксперт, ООО «РН-БашиНПИНефть», г. Уфа, Российская Федерация

Evgeniy F. Smolyanec, Candidate of Engineering Sciences, Senior Expert, RN-BashNIPIneft LLC, Ufa, Russian Federation

e-mail: Smolyanec@bnipi.rosneft.ru

Сергейчев Андрей Валерьевич, заместитель начальника управления повышения производительности резервуаров и геолого-технических мероприятий, ПАО «НК «Роснефть», г. Москва, Российская Федерация

Andrey V. Sergeychev, Deputy Head of Increasing Reservoirs Productivity and Geological Engineering Operations Department, Rosneft Oil Company, Moscow, Russian Federation

e-mail: a_sergeychev@rosneft.ru