ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ПРОПАНТНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА КАШИРО-ВЕРЕЙСКИХ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ОБЪЕКТАХ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСТНОЙ ПРОВИНЦИИ

С.В. Галкин^{*1}, Я.В. Савицкий¹, И.Ю. Колычев¹, А.С. Вотинов²

¹Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия;

²Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми, Россия

Prospects for the Application of Proppant Hydraulic Fracturing at Kashiro-Verey Operational Facilities Volga-Ural Oil and Gas Province

S.V. Galkin^{*1}, Ya.V. Savitskii¹, I.Yu. Kolychev¹, A.S. Votinov²

¹Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russia;

²Perm PermNIPIneft branch of «LUKOIL-Engineering» LLC in Perm, Perm, Russia

Abstract

The geological structure of Kashiro-Verey carbonate deposits is considered on the example of one of the deposits of the Perm Region. By combining geophysical studies of wells, standard and tomographic studies of core, the following lithotypes of carbonate rocks were identified: highly porous cavernous, layered heterogeneous porous, heterogeneous fractured porous, dense. It was found that for heterogeneous lithotypes, the porosity estimate in the volume of the permeable part of the rocks significantly exceeds 7%. Experiments on the destruction of rocks were carried out for the selected lithotypes. As a result, it was found that cracks do not form for samples of the cavernous lithotype at a compression pressure of 20 MPa. For a compacted lithotype, already at a compression pressure of more than 10 MPa, an intensive development of fracturing occurs. As a result of multiaxial loading of cores, which can be considered as analogous fracturing of the formation, wide fractures are formed, along which filtration of fluids can occur.

Keywords:

Proppant hydraulic fracturing;
X-ray tomography of the core;
Porosity; Permeability;
Fractured reservoir;
Oil deposit;
Carbonate deposits.

© 2021 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Введение

К настоящему времени для территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (НГП) разработка лучших по коллекторским свойствам терригенных залежей преимущественно идет из обводненного фонда скважин. Наименее выработанным типом нефтяных пластов со значительными остаточными извлекаемыми запасами (ОИЗ) являются карбонатные отложения каширо-верейского возраста. Обобщение статистической информации, проведенное в работе [1] для Волго-Уральской НГП, показывает, что каширо-верейские залежи характеризуются низкими нефтенасыщенными толщами ($h_n < 4$ м), средними значениями коэффициента пористости (K_n от 13 до 18%), пониженными коэффициентами нефтенасыщенности ($K_n < 80\%$) и повышенными вязкостями нефти ($\mu_n > 5$ мПа·с). Соответственно подавляющее большинство каширо-верейских

залежей Волго-Уральской НГП относится к категории трудноизвлекаемых запасов, что делает их разработку малорентабельной. Разработка каширо-верейских пластов для всей территории преимущественно велась низкими темпами, часто проектировалась возвратным фондом скважин.

Одним из типичных «старых» районов Волго-Уральской НГП является территория Пермского края, для которой активная разработка нефтяных месторождений ведется с 50 годов 20-го века. Для Пермского края степень разведанности начальных суммарных ресурсов нефти составляет 73%, при явном преобладании в структуре ОИЗ трудноизвлекаемых запасов (83%), активные запасы нефти приурочены в основном к месторождениям с падающей добычей [2]. В противовес этому для большинства каширо-верейских залежей выработка запасов нефти не превышает 20%, в отдельных случаях не достигая 1%. Это связано с низкой эффективностью применения для каширо-верейских объектов стандартных технологий соляно-кислотной обработки [3-5] и радиального

*E-mail: doc_galkin@mail.ru

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP2021SI200605>

вскрытия пласта [6, 7]. Для значительной части месторождений разработка каширо-верейских залежей нефти к настоящему времени не началась, запасы относятся к категориям В2 и С2. Таким образом, каширо-верейские залежи для Пермского края относятся к основным объектам для наращивания нефтедобычи. Для решения этой задачи перспективными является кислотный (КГРП) [8, 9] и пропантный гидроразрыв пласта (ПГРП) [10-12].

В последнее десятилетие различные модификации применения ГРП при разработке каширо-верейских объектов нашли наибольшее применение именно в Пермском крае [13, 14], в несколько меньшей степени применялись в других районах Волго-Уральской НГП (Башкортостан, Татарстан, Самарская область, Удмуртия и др.) [15, 16]. В работе [13] на примере анализа результатов 55 операций для объекта В3В4 Москудьинского месторождения показано, что технология пропантного ГРП в сравнение с кислотной модификацией характеризуется лучшей эффективностью как по коэффициенту продуктивности (выше в 2 раза), так и в части продолжительности эффекта. Снижение эффективности КГРП в сравнение с ПГРП, связанное со смыканием после снятия давления протравленных кислотой каналов, установлено и для других территорий [17]. Кроме этого, согласно теоретическим представлениям эффективная полудлина трещины при КГРП должна потенциально снижаться в связи с относительно высокими утечками жидкости разрыва и высокой скоростью реакции кислоты с породой [18, 19]. Это приводит к снижению охвата воздействием пласта при КГРП и соответственно к более быстрому снижению эффекта во времени в сравнение с ПГРП. На карбонатных объектах перспективным направлением также является применение кислотных гелей при закачке пропанта. Положительный опыт таких работ имеется как за рубежом (Китай, США) [20], так и в России [17], однако ввиду крайне высокой стоимости на производстве данная технология имеет ограниченное применение. Таким образом, в последние годы основным направлением разработки каширо-верейских пластов в Пермском крае является ПГРП.

Методология построения геологической модели верейской нефтяной залежи с учетом неоднородности литологии пластов

При разработке дизайна и прогнозе эффективности ПГРП используются специализированные программы, наиболее известными из которых являются «FracPro», «Meyer» и «РН-ГРИД». При этом в качестве исходных принимаются упрощенные модели, предусматривающие наличие только коллекторов порового типа с введением в расчеты осредненных значений упруго-механических свойств горных пород. Такие модели не учитывают реальную неоднородность продук-

тивных пластов, что очевидно сказывается на их достоверности и конечной эффективности прогнозируемых геолого-технических мероприятий.

Вместе с тем, каширо-верейские отложения характеризуется высокой степенью неоднородности, причем потенциально нефтеносные породы могут быть представлены известняками с различным диапазоном фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС). В качестве примера рассмотрим геолого-геофизический разрез объекта В3В4 одной из скважин Москудьинского нефтяного месторождения (рис. 1). Выделение нефтеносных интервалов оценивается по данным геофизических исследований скважин (ГИС) методом нейтрон-нейтронного каротажа (ННК-т). Количественной характеристикой метода является показатель разностного параметра $\Delta I_{\text{ннк}}$. Максимальные значения ННК-т ($\Delta I_{\text{ннк}} = 1$) соответствуют наиболее плотным разностям карбонатов, минимальные ($\Delta I_{\text{ннк}} = 0$) – аргиллитам.

Для карбонатных пород показания ННК-т пересчитываются в характеристику пористости пород (K_n). При выделении потенциально нефтеносных пород интервалы с K_n по ГИС меньше установленных граничных значений в эффективные толщины не включаются. Потенциальные запасы нефти таких пропластков ($K_n < 7\%$ - для Москудьинского месторождения) не учитываются в Государственном балансе запасов РФ. Однако анализ кернового материала показывает, что нефтеносность геологического разреза присутствует, в том числе, и в таких интервалах.

Эксплуатационный объект В3В4 Москудьинского месторождения ограничен непроницаемыми аргиллитами сверху и снизу, также пласт аргиллитов разделяет карбонатные породы на глубинах 1116-1120 метров (рис.1). На основе анализа исследований керна и ГИС в разрезе карбонатных пород можно выделить 4 литотипа, отличающихся структурными особенностями и ФЕС. К первому относятся интервалы с $\Delta I_{\text{ннк}}$ порядка 0.16; к литотипу 2 - $\Delta I_{\text{ннк}} = 0.26$; к литотипу 3 - $\Delta I_{\text{ннк}} = 0.32$; к литотипу 4 - $\Delta I_{\text{ннк}} = 0.48$. Литотипы 1 и 2 интерпретируются при подсчете запасов по ННК-т как потенциально нефтенасыщенные породы, литотипы 3 и 4 – как непроницаемые породы.

Для выделенных литотипов проведены исследования методом рентгеновской томографии [21-23], в результате которых формируется цифровое изображение керна, на котором наиболее темным участкам соответствуют вещества с наименьшей рентгеновской плотностью, а белым – наиболее плотные. Компьютерное моделирование результатов метода проводится в программном комплексе Avizo Fire [24].

Первоначально выполнялись томографические исследования на полноразмерном керне (диаметром 100 мм), которые позволяют выявить литологические неоднородности, зоны трещиноватости и участки локализации каверн [25]. Образцы томографировались единично и попарно, по томо-

граммам проводилась бинаризация порового пространства в отдельных участках, со стороной 1×1×1 см. В данном случае томографические исследования позволили выделить крупные литологические неоднородности размером 0.2 мм и более.

В результате для литотипа 1, установлено активное развитие кавернозности, которая по данным томографии распределена в объеме неравномерно. Литотип 2 по данным керна представлен чередованием по 3-10 см пористых и плотных разностей пород, при этом по данным томографии полноразмерного керна 76% объема представлены пористыми, 24% - плотными породами. Для литотипа 3 доля потенциально проницаемых пород снижается до 14%, в этой части образца по томографии также установлена трещиноватость. Литотип 4 полностью представлен плотной породой без признаков разуплотнений. Необходимо заметить, что результаты томографирования полноразмерного керна во всех случаях имеют низкое разрешение, что обусловлено как большим размером образцов, так и отсутствием проведения для них предварительной экстракции. Для объемов керна с признаками пустотности по данным исследований возможно сделать только качественные выводы, для плотных карбонатных участков структура емкостного пространства не различима.

Для повышения разрешения исследований из интервалов всех 4 литотипов изготавливались кубические образцы керна с размером грани 40

мм. После экстракции они подвергались шлифовке для обеспечения требуемого уровня параллельности граней. В результате из наиболее проницаемой (литотип 1) и плотной (литотип 4) частей геологического разреза получены однородные по литологическому составу образцы керна. Для неоднородных по составу литотипов 2 и 3 кубические образцы изготавливались таким образом, чтобы во всем кубе керна прослеживались границы между проницаемой и плотной частью. Данное условие обеспечивало детальное изучение пустотности образцов, обеспечивая сравнение участков образца различных типов при одинаковых условиях. Следствием такого решения явилось то, что изготовленные для литотипов 2 и 3 кубы керна не характеризуют реальные объемы проницаемых и плотных объемов пород в скважине.

На первом этапе на экстрагированных кубических образцах жидкостным методом Преображенского рассчитана открытая пористость ($K_{п-жид}$). В результате для куба литотипа 1 $K_{п-жид}$ составила 23.2 %; для литотипа 2 – 7.2 %; для литотипа 3 – 14.3 %; для литотипа 4 – 6.0 %.

Затем на полученных кубах экстрагированного керна проведены томографические исследования, результаты которых представлены на рис.2. Во всех случаях, исходя из размеров образцов, разрешение модели позволяет визуализировать пустоты с размерами более 0.065 мм, по которым преимущественно идет фильтрация флюидов.

В результате для кавернозного литотипа 1 (рис. 2а) по томографии визуализируется практически все пустотное пространство ($K_{n-том} = 22.1\%$). Характеризующий наименее пористую часть разреза литотип 4 (рис. 2г) представлен плотными известняками без признаков крупных пустот, для него оценку $K_{n-том} = 0.2\%$ можно рассматривать как погрешность измерений.

Для литотипа 2 доля в объеме образца проницаемой части ($D_{прон}$) составила 14%, при оценке по томографии $K_{n-том} = 2.7\%$ (рис. 2б). Граница между участками резкая и ровная, что может соответствовать границе поверхности напластования. Объем проницаемой части ($D_{прон}$), который составил 13.8%, сложен пористо-кавернозным органогенно-детритовым известняком. Видимая по томографии $K_{n-том}$ для данной части составляет 2.7%. Для плотной части ($1 - D_{прон} = 86.2\%$), представленной тонкозернистым известняком, $K_{n-том} < 0.2\%$, что ниже разрешающей способности метода.

Для образца литотипа 3 граница между участками округлая, нерезкая, что говорит вероятно о том, что более пористый участок ($D_{прон} = 67.3\%$) является включением внутри слоя плотного известняка ($1 - D_{прон} = 32.7\%$). Пористая часть представлена удлинненными прямыми игло- и веретеновидными порами, расположенными в породе разнонаправлено (рис. 2в). Видимая по томографии $K_{n-том}$ для проницаемой части оценивается в 3.6%, для плотной части поры имеют размеры ниже разрешающей способности метода.

Как видно из томограмм на рисунке 2в и рисунке 2г пустотность более 0.065 мм не прослеживается в плотной части образцов. Литологию плотной части литотипов 2 и 3 можно считать близкой к литотипу 4, а ее пористость с учетом мелких пор также оценить в 6%.

Тогда открытую пористость неоднородного образца можно представить как сумму пористостей его проницаемой и плотной частей:

$$K_{nЖИДК-НД} = D_{прон} \cdot K_{nПРОН} + (1 - D_{прон}) \cdot K_{nПЛ}, \quad (1)$$

где $K_{nЖИДК-НД}$ – открытая пористость неоднородного образца; $D_{прон}$ – доля проницаемых коллекторов (оценивается методом рентгеновской томографии); $K_{nПРОН}$ – открытая пористость проницаемой части образца; $K_{nПЛ}$ – открытая пористость

плотной части образца (6%).

Отсюда для литотипов 2 и 3 можно найти пористость в проницаемой части:

$$K_{nПРОН} = (K_{nЖИДК-НД} - K_{nЖИДК-ПЛ} \cdot (1 - D_{прон})) / D_{прон} \quad (2)$$

Тогда для литотипа 2 ($D_{прон} = 0.138$ де; $K_{nЖИДК-НД} = 7.2\%$):

$$K_{nПРОН2} = (7.2 - 6 \cdot (1 - 0.138)) / 0.138 = 14.7\%.$$

Соответственно кубический образец керна литотипа 2 представлен на 13.8% проницаемой породой с $K_{nПРОН2} = 14.7\%$ и на 86.2% плотной частью с $K_{nПЛ} = 6.0\%$.

В примере для образца керна литотипа 3 ($D_{прон} = 0.673$ де; $K_{nЖИДК-НД} = 14.3\%$):

$$K_{nПРОН3} = (14.3 - 6 \cdot (1 - 0.673)) / 0.673 = 18.3\%.$$

Соответственно кубический образец керна литотипа 3 представлен на 67.3% проницаемой породой с $K_{nПРОН2} = 18.3\%$ и на 32.7% плотной частью с $K_{nПЛ} = 6.0\%$.

Обобщая результаты томографических исследований полноразмерного керна и изготовленных кубов, можно сделать следующие выводы. Для литотипа 2 проницаемым известняком с $K_n = 14.7\%$ представлено 76% объема пород, соответственно 24% объема приходится на плотный известняк. Для литотипа 3 проницаемым известняком с признаками трещиноватости и $K_n = 18.3\%$ представлено 14% объема пород, 86% объема приходится на плотный известняк. В обоих случаях характеристики плотной части объемов пород близки к литотипу 4 ($K_n = 6\%$).

Таким образом, комплексное использование стандартных методов исследования керна, томографирования образцов различной размерности и результатов ГИС позволило получить количественное представление о неоднородности строения верейского нефтяного пласта.

Оценка характеристик трещиноватости пластов в естественном состоянии и при моделировании гидроразрыва

Приведенные выше результаты комплексных исследований керна и ГИС позволили уточнить строение литотипов 2 и 3, которые по ГИС принимаются однородными, причем пропластки литотипа 2 относят к коллекторам, а литотипа 3 – к непроницаемым породам. В обоих случаях оценка K_n в объеме проницаемой части пород заметно превышает 7%, что определяет возможность получения из интервалов данных литоти-

Рис.2. Томограммы на кубических образцах для различных литотипов пород в естественном состоянии: а) литотип 1; б) литотип 2; в) литотип 3; г) литотип 4

пов притоков нефти.

Для керна образца литотипа 3 методом томографии (рис. 2в) установлена естественная трещиноватость, присутствие которой в верейских пластах подтверждается результатами гидродинамических исследований скважин (ГДИ). В ряде случаев ГДИ в скважинах, эксплуатирующих верейские отложения, характеризуются изломом кривой восстановления давления, что интерпретируется как присутствие трещиноватости пород [26-27]. Согласно модели Уоррена-Рута в районе излома образуются две прямые параллельные линии, разница в давлении между которыми используется для оценки коэффициента накопления трещин ω :

$$\omega = 10 \frac{\delta P}{n} \quad (3)$$

где δP - разница в пересечениях двух параллельных линий (МПа), n - наклон линий.

Затем можно рассчитать среднюю раскрытость трещин:

$$b_{WR} = \sqrt{\frac{k_{TP}}{33\omega K_n}} \quad (4)$$

где k_{TP} - проницаемость трещин (мД), ω - коэффициент накопления, K_n - пористость коллектора (%).

Обобщение информации по ГДИ на объекте ВЗВ4 Москудынского месторождения показывает, что b_{WR} не превышает 10 мкм, что характеризует низкую естественную раскрытость на границе субкапиллярных и капиллярных трещин. При этом раскрытость значительно ниже чем, например, для фаменских трещиноватых коллекторов территории исследования, для которых характерен диапазон b_{WR} от 50 до 70 мкм [28]. Таким образом, верейские отложения можно отнести к потенциально трещиноватым, причем раскрытость естественных трещин может усиливаться при проведении ГРП.

Важным фактором, повышающим эффективность ГРП, является то, что помимо нефтенасыщенных коллекторов, трещины также образуются в плотных известняках литотипа 4 и аргиллитах. Как было показано выше, K_p для литотипа 4 составляет порядка 6%, что достаточно близко к эффективной пористости. Аргиллиты подверженные давлениям ГРП, как показывают

эксперименты [29, 30] также могут изменять структуру становясь потенциально проницаемыми для фильтрации флюидов. При проведении ГРП возможно подключение к работе интервалов, отделенных от перфорированных глинистой перемычкой, что увеличивает охват продуктивного пласта вытеснением как по толщине, так и по площади.

Для выделенных литотипов проведены эксперименты по многоосному нагружению кубических образцов, после чего выполнено сопоставление результатов рентгеновской томографии кернов для образцов до и после воздействия. В результате экспериментов установлено, что образец кавернозного литотипа 1 существенно не изменился, даже при давлении обжата 20 МПа трещины не образуются (рис. 3а). Напротив, для уплотненного литотипа 4 уже при давлении обжата более 10 МПа происходит интенсивное развитие трещиноватости с раскрытостью от 50 до 150 мкм (рис. 3г).

Для неоднородных литотипов при нагрузке в 10 МПа также появились трещины раскрытостью преимущественно 50-150 мкм, в ряде случаев несколько выше (до 170 мкм). В образце, представляющем литотип 2, трещины распределены неравномерно, часто развиваются вдоль поверхности напластования. Часть трещин для литотипа 2 приурочена к границе плотного и пористого участков (рис.3б). В образце, представляющем литотип 3, прослеживается связь разветвленной системы трещиноватости с распределенными в объеме породы органогенными пустотами (рис.3в).

Таким образом, в результате многоосного нагружения кернов, которое может рассматриваться как аналог гидроразрыва пласта, образуются широкие (волосные) трещины, по которым может происходить интенсивная фильтрация флюидов. В нефтяном пласте при закреплении трещин гидроразрыва пропантом происходит дополнительное подключение к работе скважины значительных объемов нефтесодержащих пород. Полученные результаты подтверждают возможность комплексного воздействия технологии гидроразрыва на потенциально продуктивные интервалы геологического разреза каширово-верейских отложений.

Рис.3. Томограммы на кубических образцах для различных литотипов пород после проведения экспериментов на разрушение керна:
а) литотип 1; б) литотип 2; в) литотип 3; г) литотип 4

Выводы

Комплексное использование стандартных методов исследования керна, томографирования образцов различной размерности и результатов ГИС позволило получить количественное представление о неоднородности строения каширо-верейского нефтяного пласта. В результате выделены литотипы: высокопористый кавернозный, слоистый неоднородный пористый, неоднородный трещиновато-пористый, плотный. Установлено, что интервалы геологического разреза, представленные трещиновато-пористым литотипом, способны содержать промышленные запасы нефти. Учет неоднородности карбонатных пластов, с учетом определения толщин и характеристик ФЕС выделенных литотипов позволяет значительно повысить информативность геологической модели.

Проведенные исследования позволяют сделать вывод о том, что разработка каширо-верейских залежей является одним из наиболее перспективных направлений развития нефтедобычи как для территории Пермского края, так и в целом для Волго-Уральской НПП. Причем с учетом низкой выработки запасов их значимость в структуре добычи нефти для территории исследования со временем будет возрастать. Одной из наиболее эффективных технологий повышения степени нефтеизвлечения из каширо-верейских отложений является пропантный гидроразрыв пласта, массовое внедрение которого позволит значительно продлить срок рентабельной разработки месторождений, находящихся на поздних стадиях эксплуатации.

Исследование выполнено в рамках государственного задания Минобрнауки РФ FSNM-2020-0027 на выполнение фундаментальных научных исследований на 2020 г. и плановый период 2021 и 2022 гг.

Литература

1. Мухаметшин, В. В., Хакимзянов, И. Н., Бахтизин, Р. Н., Кулешова, Л. С. (2021). Дифференциация и группирование сложнопостроенных залежей нефти в карбонатных коллекторах в решении задач управления разработкой. *SOCAR Proceedings*, SI1, 88–97.
2. Мелкишев, О. А., Галкин, В. И., Галкин, С. В. и др. (2018). Применение кластерного анализа при оценке плотности начальных суммарных ресурсов нефти высокоизученных территорий. *SOCAR Proceedings*, 3, 16-23.
3. Новиков, В. А., Мартюшев, Д. А. (2020). Опыт применения кислотных составов в карбонатных отложениях нефтяных месторождений Пермского края. *Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело*, 20(1), 72–87.
4. Новиков, В. А. (2021) Методика прогнозирования эффективности матричных кислотных обработок карбонатов. *Недропользование*, 21(3), 137–143.
5. Хузин, Р. А., Хижняк, Г. П. (2019). Лабораторные исследования влияния концентрации и скорости закачки кислоты на развитие червоточин при пластовых условиях. *Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело*, 19(4), 356–372.
6. Reinsch, T., Paap, B., Hahn, S., et al. (2018). Insights into the radial water jet drilling technology – Application in a quarry. *Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering*, 10 (2), 236–248.
7. Кочнев, А. А., Зотиков, В. И., Галкин, С. В. (2018). Анализ влияния геолого-технологических показателей на эффективность технологии радиального бурения на примере эксплуатационных объектов Пермского края. *Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов*, 329(12), 20-29.
8. Mahdiyar, H., Salari, A., Qajar, J., Kalantariasl, A. (2019). New correlations for etched fracture width and half-length of acid-fractured wells. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 182, 106286.
9. Zheng, H., Liao, R., Cheng, N., et al. (2021). Study of mechano-chemical effects on the morphology of hydraulic fractures. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 206, 109031.
10. Feng, Y.-C., Ma, C.-Y., Deng, J.-G., et al. (2021). A comprehensive review of ultralow-weight proppant technology. *Petroleum Science*, 18, 807-826.
11. Bessmertnykh, A., Ballarini, R., Dontsov, E. (2020). The effects of proppant on the near-front behavior of a hydraulic fracture. *Engineering Fracture Mechanics*, 235, 107110.
12. Bandara, K. M. A. S., Ranjith, P. G., Rathnaweera, T. D. (2020). Extensive analysis of single ceramic proppant fracture mechanism and the influence of realistic extreme reservoir conditions on proppant mechanical performance. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 195, 107586.
13. Вотинов, А. С., Макаренков, Е. С., Черный, К. А., Галкин, С. В. (2020). Анализ эффективности применения пропантного гидроразрыва пласта в потенциально трещиноватых глинисто-карбонатных объектах. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 11(347), 68-72.
14. Распопов, А. В., Кондратьев, С. А., Шарафеев, Р. Р. и др. (2019). Опыт выполнения гидроразрыва пласта на месторождениях Пермского края, Республики Коми и Ненецкого автономного округа. *Нефтяное хозяйство*, 8, 48-51.

15. Топал, А. Ю., Фирсов, В. В., Усманов, Т. С. и др. (2020). Региональные аспекты проведения ГРП в ОАО «Удмуртнефть». *Нефтяное хозяйство*, 4, 44-48.
16. Гилаев, Ген. Г., Хабибуллин, М. Я., Гилаев, Г. Г. (2020). Основные аспекты использования кислотного геля для закачки проппанта во время работ по гидроразрыву пласта на карбонатных коллекторах в Волго-Уральском регионе. *SOCAR Proceedings*, 4, 33-41.
17. Гилаев, Г. Г., Горбунов, В. В., Кузнецов А. М. и др. (2012). Повышение эффективности использования химических реагентов в ОАО НК «Роснефть». *Нефтяное хозяйство*, 11, 22-24.
18. Zaichenko, A. Yu., Glazov, S. V., Salgansky, E. A. (2017). Filtration combustion of viscous hydrocarbon liquids. *Theoretical Foundations of Chemical Engineering*, 51(5), 673-679.
19. Мухаметшин, В. В., Андреев, В. Е., Дубинский, Г. С. и др. (2016). Использование принципов системного геолого-технологического прогнозирования при обосновании методов воздействия на пласт. *SOCAR Proceedings*, 3, 46-51.
20. Assem, A. I., Nasr-El-Din, H. A., De Wolf, C. A. (2013). Formation damage due to iron precipitation in carbonate rocks. SPE-165203-MS. In: *SPE European Formation Damage Conference & Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.
21. Efimov, A. A., Galkin, S. V., Savitskii, Ia. V., Galkin, V. I. (2015). Estimation of heterogeneity of oil & gas field carbonate reservoirs by means of computer simulation of core x-ray tomography data. *Ecology, Environment and Conservation, Special Issue*, 21, 79-85.
22. Pakzad, A., Iacoviello, F., Ramsey, A., et al. (2018). Improved X-ray computed tomography reconstruction of the largest fragment of the Antikythera Mechanism, an ancient Greek astronomical calculator. *PLoS ONE*, 13(11), e0207430
23. Ефимов, А. А., Савицкий, Я. В., Галкин, С. В. и др. (2016). Исследование смачиваемости коллекторов нефтяных месторождений методом рентгеновской томографии ядра. *SOCAR Proceedings*, 4, 55-63.
24. Berg, S., Armstrong, R., Ott, H., et al. (2014) Multiphase flow in porous rock imaged under dynamic flow conditions with fast x-ray computed microtomography. *Petrophysics*, 55(4), 304-312.
25. Кривошеков, С. Н., Кочнев, А. А. (2013) Опыт применения рентгеновской томографии для изучения свойств горных пород. *Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело*, 12(6), 32-42.
26. Черепанов, С. С., Пономарева, И. Н., Ерофеев, А. А., Галкин, С. В. (2014). Определение параметров трещиноватости пород на основе комплексного анализа данных изучения ядра, гидродинамических и геофизических исследований скважин. *Нефтяное хозяйство*, 2, 94-96.
27. Мордвинов, В. А., Мартюшев, Д. А., Ладейщикова, Т. С., Горланов, Н. П. (2015). Оценка влияния естественной трещиноватости коллектора на динамику продуктивности добывающих скважин Озерного месторождения. *Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело*, 14(14), 32-38.
28. Martyushev, D. A., Yurikov, A. (2021). Evaluation of opening of fractures in the Logovskoye carbonate reservoir, Perm Krai, Russia. *Petroleum Research*, 6(2), 137-143.
29. Seredin, V. V., Parshina, T. Y., Rastegaev, A. V., et al. (2018) Changes of energy potential on clay particle surfaces at high pressures. *Applied Clay Science*, 155, 8-14.
30. Середин, В. В., Андрианов, А. В., Гайнанов, Ш. Х. и др. (2021) Формирование структуры каолина, обработанного давлением. *Недропользование*, 21(1), 9-16.

Reference

1. Mukhametshin, V. Sh., Khakimzyanov, I. N., Bakhtizin, R. N., Kuleshova, L. S. (2021). Differentiation and grouping of complex-structured oil reservoirs in carbonate reservoirs in development management problems solving. *SOCAR Proceedings*, SI1, 88-97.
2. Melkishev, O. A., Galkin, V. I., Galkin, S. V., et al. (2018). Application of cluster analysis in assessing the initial total in place oil resources density for highly explored areas. *SOCAR Proceedings*, 3, 16-23.
3. Novikov, V. A., Martyushev, D. A. (2020). Experience in acid treatments in carbonate deposits of Perm region fields. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 20(1), 72-87.
4. Novikov, V. A. (2021). Method for forecasting the efficiency of matrix acid treatment of carbonate. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 21(3), 137-143.
5. Khuzin, R. A., Khizhniak, G. P. (2019). Laboratory research of acid concentration and injection rate on wormholing process under reservoir conditions. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 19(4), 356-372.
6. Reinsch, T., Paap, B., Hahn, S., et al. (2018). Insights into the radial water jet drilling technology – Application in a quarry. *Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering*, 10 (2), 236-248.
7. Kochnev, A. A., Zotikov, V. I., Galkin, S. V. (2018). Analysis of the influence of geological technological parameters on the effectiveness of radial drilling technology on the example of operational objects in Perm region. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, Geo Assets Engineering*, 329(12), 20-29.
8. Mahdiyar, H., Salari, A., Qajar, J., Kalantariasl, A. (2019). New correlations for etched fracture width and half-length of acid-fractured wells. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 182, 106286.
9. Zheng, H., Liao, R., Cheng, N., et al. (2021). Study of mechano-chemical effects on the

morphology of hydraulic fractures. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 206, 109031.

10. Feng, Y.-C., Ma, C.-Y., Deng, J.-G., et al. (2021). A comprehensive review of ultralow-weight proppant technology. *Petroleum Science*, 18, 807-826.

11. Bessmertnykh, A., Ballarini, R., Dontsov, E. (2020). The effects of proppant on the near-front behavior of a hydraulic fracture. *Engineering Fracture Mechanics*, 235, 107110.

12. Bandara, K. M. A. S., Ranjith, P. G., Rathnaweera, T. D. (2020). Extensive analysis of single ceramic proppant fracture mechanism and the influence of realistic extreme reservoir conditions on proppant mechanical performance. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 195, 107586.

13. Votinov, A. S., Makarenkov, E. S., Chernyi, K. A., Galkin, S. V. (2020). Analysis of the effectiveness of using proppant hydraulic fracturing of a formation in potentially fractured clay-carbonate rocks. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 11(347), 68-72.

14. Raspopov, A. V., Kondratiev, S. A., Sharafiev, R. R., et al. (2019). Experience of hydraulic fracturing in oil fields of the Perm region, the Komi Republic and the Nenets autonomous district. *Oil Industry*, 8, 48-51.

15. Topal, A. Yu., Firsov, V. V., Usmanov, T. S., et al. (2020). Regional aspects of hydraulic fracturing in Udmurtneft OJSC. *Oil Industry*, 4, 44-48.

16. Gilaev, Gen. G., Khabibullin, M. Ya., Gilaev, G. G. (2020). Basic aspects of using acid gel for proppant injection during fracturing works in carbonate reservoirs in the Volga-Ural region. *SOCAR Proceedings*, 4, 33-41.

17. Gilaev, G. G., Gorbunov, V. V., Kuznetsov, A. M., et al. (2012). Increasing the efficiency of chemicals in Rosneft Oil Company. *Oil Industry*, 11, 22-24.

18. Zaichenko, A. Yu., Glazov, S. V., Salgansky, E. A. (2017). Filtration combustion of viscous hydrocarbon liquids. *Theoretical Foundations of Chemical Engineering*, 51(5), 673-679.

19. Mukhametshin, V. V., Andreev, V. E., Dubinsky, G. S., et al. (2016). The usage of principles of system geological-technological forecasting in the justification of the recovery methods. *SOCAR Proceedings*, 3, 46-51.

20. Assem, A. I., Nasr-El-Din, H. A., De Wolf, C. A. (2013). Formation damage due to iron precipitation in carbonate rocks. SPE-165203-MS. In: *SPE European Formation Damage Conference & Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.

21. Efimov, A. A., Galkin, S. V., Savitskii, Ia. V., Galkin, V. I. (2015). Estimation of heterogeneity of oil & gas field carbonate reservoirs by means of computer simulation of core x-ray tomography data. *Ecology, Environment and Conservation, Special Issue*, 21, 79-85.

22. Pakzad, A., Iacoviello, F., Ramsey, A., et al. (2018). Improved X-ray computed tomography reconstruction of the largest fragment of the Antikythera Mechanism, an ancient Greek astronomical calculator. *PLoS ONE*, 13(11), e0207430.

23. Efimov, A. A., Galkin, S. V., Savitskii, Ia. V., et al. (2016). Study of wettability of reservoirs of oil fields by the method of x-ray tomography core. *SOCAR Proceedings*, 4, 55-63.

24. Berg, S., Armstrong, R., Ott, H., et al. (2014) Multiphase flow in porous rock imaged under dynamic flow conditions with fast x-ray computed microtomography. *Petrophysics*, 55(4), 304-312.

25. Krivoshchekov, S. N., Kochnev, A. A. (2013). The experience of using x-ray tomography to study the properties of rocks. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 12(6), 32-42.

26. Cherepanov, S. S., Ponomareva, I. N., Erofeev, A. A., Galkin, S. V. (2014). Determination of fractured rock parameters based on a comprehensive analysis of the data core studies, hydrodynamic and geophysical well tests. *Oil Industry*, 2, 94-96.

27. Mordvinov, V. A., Martyushev, D. A., Ladeishchikova, T. S., Gorlanov, N. P. (2015). Assessment of the effect of natural fracturing of the reservoir on the productivity dynamics of producing wells of the Ozeroye field. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 14 (14), 32-38.

28. Martyushev, D. A., Yurikov, A. (2021). Evaluation of opening of fractures in the Logovskoye carbonate reservoir, Perm Krai, Russia. *Petroleum Research*, 6(2), 137-143.

29. Seredin, V. V., Parshina, T. Y., Rastegaev, A. V., et al. (2018) Changes of energy potential on clay particle surfaces at high pressures. *Applied Clay Science*, 155, 8-14.

30. Seredin, V. V., Andrianov, A. V., Gaynanov, S. Kh., et al. (2021) Formation of the kaolin structure treated by pressure. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 21(1), 9-16.

Перспективы применения пропантного гидроразрыва пласта на Каширо-Верейских эксплуатационных объектах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции

С.В. Галкин^{*1}, Я.В. Савицкий¹, И.Ю. Колычев¹, А.С. Вотинков²

¹Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия; ²Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми, Россия

Реферат

На примере одного из месторождений Пермского края рассмотрено геологическое строение каширо-верейских карбонатных отложений. С помощью комплексирования геофизических исследований скважин, стандартных и томографических исследований керна выделены следующие литотипы карбонатных пород: высокопористый кавернозный, слоистый неоднородный пористый, неоднородный трещиновато-пористый, плотный.

Установлено, что для неоднородных литотипов оценка пористости в объеме проницаемой части пород заметно превышает 7%, что определяет возможность получения из интервалов притоков нефти.

Для выделенных литотипов проведены эксперименты на разрушение пород. В результате установлено, что для образцов кавернозного литотипа при давлении обжата 20 МПа трещины не образуются. Для уплотненного литотипа уже при давлении обжата более 10 МПа происходит интенсивное развитие трещиноватости. В результате многоосного нагружения кернов, которое может рассматриваться как аналог гидроразрыва пласта, образуются широкие трещины, по которым может происходить фильтрация флюидов.

Ключевые слова: пропантный гидроразрыв пласта; рентгеновская томография керна; пористость; проницаемость; трещиноватый коллектор; нефтяное месторождение; карбонатные отложения.

Volqa-Ural neftli-qazlı əyalətinin Kaşıro-Vereya istismar obyektlərində propant hidravlik yarıma tətbiqinin perspektivləri

S.V. Qalkin¹, Ya.V. Savitski¹, İ.Yu. Kolıçev¹, A.S. Votinov²

¹Perm Milli Tədqiqat Politeknik Universiteti, Perm, Rusiya;

²«LUKOIL-Engineering» MMC-nin «PermNIPIneft» filialı, Perm, Rusiya

Xülasə

Məqalədə Perm ərazisinin yataqlarının birinin təmsalında Kaşıro-Vereya karbonat çöküntülərinin geoloji quruluşuna baxılmışdır. Quyuların geofiziki tədqiqatlarının, kern nümunələrinin standart və tomoqrafik tədqiqatlarının kompleksləşdirilməsi vasitəsilə karbonatlı süxurların aşağıdakı litotipləri müəyyən edilmişdir: yüksək məsaməli kavernalı, təbəqəli qeyri-bircins məsaməli, qeyri-bircins çatlı-məsaməli, sıx. Müəyyən edilmişdir ki, qeyri-bircins litotiplər üçün məsaməliliyin süxurların keçirici hissəsi həcmində qiyməti 7%-dən xeyli artıqdır ki, bu da intervallardan neft axınının əldə edilməsi imkanını müəyyən edir. Müəyyənləşdirilmiş litotiplər üçün süxurların dağıdılması üzrə eksperimentlər aparılmışdır. Nəticədə müəyyən edilmişdir ki, kavernalı litotip nümunələri üçün 20 MPa sıxılma təzyiqində çatlar əmələ gəlmir. Sıx litotip üçün isə, hətta 10 MPa-dan çox sıxılma təzyiqində belə, çatların intensiv inkişafı baş verir. Kernlərin hidravlik yarımanın analoqu sayıla bilən çoxoxlu yüklənməsi nəticəsində flüidlərin süzülə biləcəyi geniş çatlar əmələ gəlir.

Açar sözlər: propant hidravlik yarıma; kernin rentgen tomoqrafiyası; məsaməlilik; keçiricilik; çatlı kollektor; neft yatağı; karbonat çöküntüləri.