

# Комплексный подход к оценке эффективности блокирующих составов по результатам лабораторных исследований керна

Кочетов А.В., Усольцев А.В., Неклеса Р.С., Бикмулин Р.З.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия  
avkochetov@tnnc.rosneft.ru

## Аннотация

При использовании традиционных жидкостей глушения (водно-солевых растворов) происходит их поглощение продуктивным пластом, что приводит к увеличению объема закачиваемой жидкости глушения, увеличению временных затрат на освоение и, соответственно, к росту стоимости этих работ.

В статье приведены результаты фильтрационных исследований по оценке повреждения продуктивного пласта (ПП) блокирующими составами, определены критерии эффективности применяемых блок-пачек. Для более корректной и полной интерпретации результатов исследований рассматривается такой параметр, как поглощающая способность, который характеризует формирование зоны проникновения технологических флюидов в призабойной зоне скважины. Выявлено, что блок-составы Геленикс и MEX BLOCK имеют минимальное поглощение за время глушения (80 часов) — это новый показатель оценки эффективности применяемых блокирующих составов. Высокий коэффициент восстановления проницаемости пласта и низкое поглощение показывают высокую эффективность применения данных блок-составов.

## Материалы и методы

Материалы: горная порода (керна) сеноманских отложений, солевые составы глушения скважин, блок-пачки на основе гелирующих составов, пробы нефти сеноманских отложений.

Методы: исследования набухающих способностей нефтенасыщенных и водонасыщенных образцов горной породы; фильтрационные эксперименты по оценке повреждения пласта жидкостями глушения.

## Ключевые слова

блок-пачки, керн, проницаемость, коэффициент восстановления пласта, поглощающая способность, нефтенасыщенность

## Для цитирования

Кочетов А.В., Усольцев А.В., Неклеса Р.С., Бикмулин Р.З. Комплексный подход к оценке эффективности блокирующих составов по результатам лабораторных исследований керна // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 4. С. 40–43. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-4-40-43

Поступила в редакцию: 05.05.2021

GEOLOGY

UDC 622.276 | Original Paper

## A comprehensive approach to the efficiency evaluation of a block agent using laboratory core analysis

Kochetov A.V., Usoltsev A.V., Neklesa R.S., Bikmulin R.Z.

“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia  
avkochetov@tnnc.rosneft.ru

## Abstract

The use of a traditional well-killing fluid (water-salt mixture) may lead to a large liquid loss, which causes the increase in the amount of chemicals needed for operation, time expenditures and consequently the overall price of work.

In this study a series of formation damage tests were performed on core samples from Cenomanian formation at reservoir conditions in order to collect data about the effectiveness of several modern block agents presented on the market. The parameter of the fluid intake capacity, which defines the invasion zone characteristics of the near-wellbore formation, was examined for the purpose of a more consistent and complete analysis of the research data.

As a result: two block agents (Gelenix and MEX BLOCK) had low value of the fluid intake during the expose period (80 hours) and high value of the formation damage coefficient. That makes these two-block agent the most effective among the tested process fluids.

## Materials and methods

Materials: rock (core samples) from Cenomanian formation, well-killing brines, block agents (based on gelling fluids), oil samples from Cenomanian formation.

Methods: the measurement of swelling capacity of oil-saturated / water-saturated samples, formation damage tests on block agents.

## Keywords

block agents, core samples, permeability, formation damage coefficient, fluid intake capacity, oil saturation

## For citation

Kochetov A.V., Usoltsev A.V., Neklesa R.S., Bikmulin R.Z. A comprehensive approach to the efficiency evaluation of a block agent using laboratory core analysis. Exposition Oil Gas, 2021, issue 4, P. 40–43. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2021-4-40-43

Received: 05.05.2021

В последние годы при освоении нефтяных месторождений все чаще разбураиваются площади со сложными геолого-техническими условиями, при этом продуктивные горизонты имеют сложное строение: слабоконсолидированный коллектор с высокой анизотропией коллекторских свойств, высокое содержание набухающих глинистых минералов в присутствии всех типов глинистости (структурной, слоистой и рассеянной), насыщение высоковязкой нефтью.

Наличие таких коллекторов предопределяет повышенные требования к выбору технологий заканчивания, в частности, к вопросам первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов.

При разработке нефтяных месторождений в процессах первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов, а также глушения, ремонтных работ в скважинах и при их эксплуатации постепенно ухудшаются коллекторные (фильтрационно-емкостные) свойства призабойной зоны пласта. Анализ практики нефтедобычи и результатов исследований убедительно показывает, что потенциальная продуктивность скважин прямо связана с качеством работ по заканчиванию [1].

При использовании традиционных жидкостей глушения (водно-солевых растворов) может происходить их поглощение в продуктивный пласт, что приводит к увеличению объема жидкости глушения, увеличению временных затрат на освоение и, соответственно, к росту стоимости этих работ. Кроме того, даже незначительное поглощение жидкости в коллектор

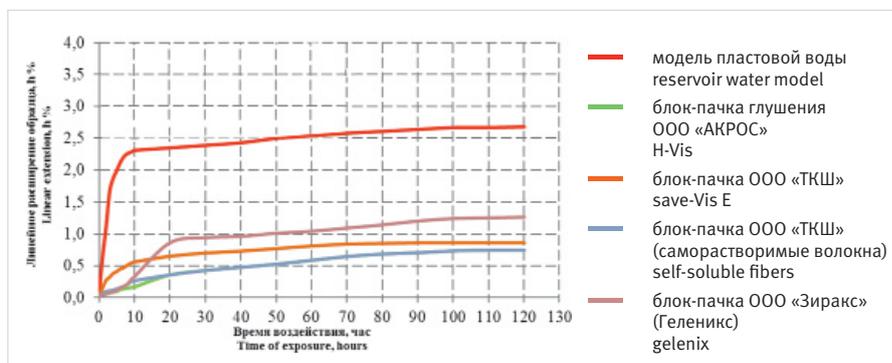


Рис. 1. Результаты определения линейного расширения образца ядра в технологических жидкостях

Fig. 1. The linear extension of the samples during the exposure

приводит к ухудшению фильтрационных характеристик пласта и осложняет освоение скважин.

Одним из основных лабораторных методов оценки применяемых технологических жидкостей (ТЖ) является физическое моделирование процессов вскрытия на керне в пластовых условиях.

Целью данной работы является лабораторное физическое моделирование процесса глушения скважины, с последующей оценкой характеристик повреждения пласта и определением критериев эффективности процесса. В качестве жидкостей глушения в испытаниях использованы блок-пачки на основе гелирующих составов (без добавления твердой фазы),

что обусловлено использованием в скважине сетчатых фильтров.

Воспроизведение процессов фильтрации флюидов в керновых моделях позволяет получить непосредственную информацию о поведении ядра при взаимодействии с ТЖ и определить фазовую проницаемость коллектора до и после повреждения пласта.

В данной работе испытаны на керне следующие типы блок-пачек на основе гелирующих составов:

- Геленикс — гелеобразующий агент на углеводородной основе;
- H-Vis — неионная, быстрогидратирующая и ультравязкая марка гидроксизтил-целлюлозы (ГЭЦ);
- Safe-Vis E — суспензия высококачественного ГЭЦ-полимера на синтетической основе;
- МЕХ-BLOCK — смесь полимеров и кислото-растворимых кальматантов;
- саморастворимые волокна — вязкоупругие поверхностно-активные вещества (ПАВ).

Плотность испытанных систем блок-пачек —  $1,05 \text{ г/см}^3$ .

В качестве жидкости затворения в эксперименте используется водный раствор галита аналогичной плотности.

Объектом испытания блок-пачек является керн сеноманских отложений (ПК), вязкость пластовой нефти более 200 сПз.

Предварительно до проведения фильтрационных исследований растворы блок-пачек были испытаны на дробленном (не экстрагированном) керне [2]. Были проведены испытания по набухающей способности горных пород в данных растворах (линейное расширение образца) (рис. 1).

Данные результаты показали, что набухаемость нефтенасыщенных интервалов ядра в пластовой воде минимальная (менее 3,0 %). Нефтенасыщенность образцов ядра определялась на образцах в аппаратах Дина-Старка, полноразмерный керн для данных исследований был отобран по изолированной технологии.

При применении блок-составов линейное приращение значительно ниже и составляет менее 1,5 %. Это говорит о минимальном влиянии реагентов и воды затворения на набухающую способность глинистых минералов в нефтяной части коллектора (рис. 2). На рисунке 3 представлена зависимость изменения линейного приращения образца (набухаемости) от объемного содержания набухающих глинистых минералов в породе, в результате по данным зависимостям (рис. 2–3) можно сделать заключение, что естественное нефтенасыщение образцов ядра предотвращает набухание глинистых минералов.

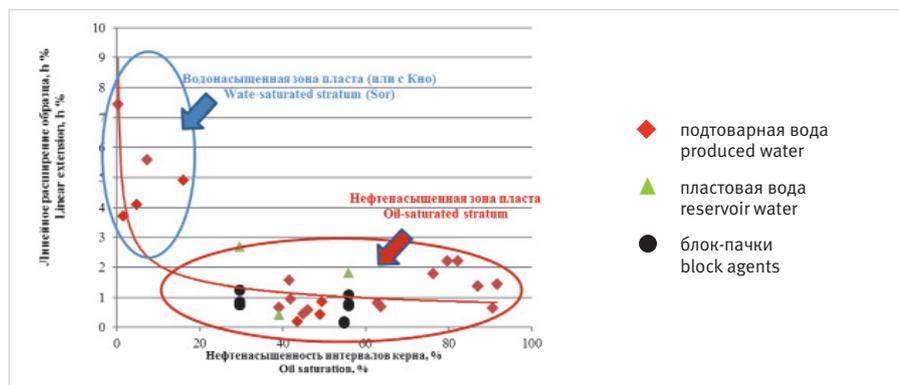


Рис. 2. Результаты определения линейного расширения образца ядра в зависимости от нефтенасыщенности интервалов ядра

Fig. 2. The correlation between the linear extension and the oil saturation

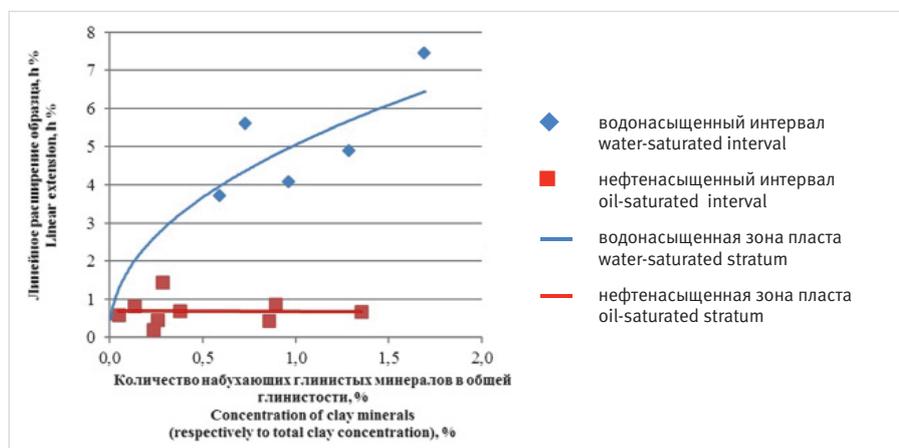


Рис. 3. Результаты определения линейного расширения образцов ядра, пласта ПК в технологических жидкостях от объемного содержания набухающих глинистых минералов

Fig. 3. The correlation between the linear extension and the concentration of clay minerals

Следующим этапом лабораторных исследований является фильтрационное испытание составов блок-пачек на составных моделях керна в условиях, максимально приближенных к пластовым условиям [3].

В качестве модели призабойной зоны пласта для проведения исследований использовались образцы керна восстановленного состояния (составные модели).

В основе физического моделирования испытания технологических жидкостей лежит критерий оценки повреждения пласта при воспроизведении фильтрационных процессов, протекающих при строительстве и освоении скважин, — коэффициент восстановления проницаемости, равный отношению проницаемости по нефти после применения технологической жидкости ( $K_{np.2}$ ) к первоначальной проницаемости по нефти ( $K_{np.1}$ ), выраженный в процентном соотношении (1):

$$\beta = (K_{np.2}/K_{np.1}) \times 100 \% \quad (1)$$

Проницаемость измерялась при установленном режиме фильтрации. Для получения истинного значения проницаемости, как правило, необходимо измерение перепадов давления при нескольких значениях расхода. Истинным значением проницаемости считается одинаковая величина, полученная хотя бы при трех различных значениях расхода.

Метод измерения проницаемости по жидкости основан на измерении гидравлических сопротивлений, возникающих при течении жидкости через пористые среды. Лабораторные исследования моделируют условия фильтрации флюидов и технологических жидкостей через образцы керна (модель пласта).

Предварительно образцы керна насыщаются 100 % моделью пластовой воды и далее загружаются в индивидуальный кернодержатель, поднимается давление гидрообжима (до эффективного пластового), и подается газ азот, который вытесняет воду при давлении 1,2 МПа через гидрофильную полупроницаемую мембрану (метод

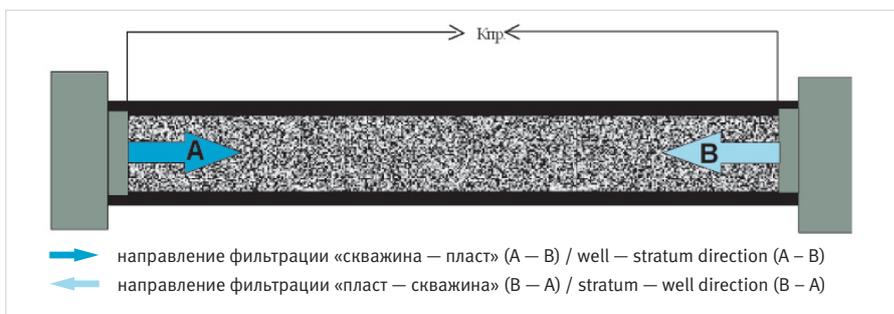


Рис. 4. Схема направления потоков фильтрации  
Fig. 4. Flow direction scheme

полупроницаемой мембраны), затем образцы извлекаются из кернодержателя и свободное поровое пространство донасыщается керосином.

Далее образцы, входящие в составную модель керна, загружаются в кернодержатель фильтрационной установки, где создаются пластовые условия (температура и давление) и производится процесс фильтрации нефти.

Затем производится замещение керосина изовискозной моделью нефти. Нефть фильтруется через модель керна в объеме пяти поровых объемов, после чего модель выдерживается в статических условиях до 3–5 суток, на этом процесс создания начального нефтенасыщения в модели (керне) завершается.

При термобарических условиях, соответствующих пластовым, измеряется исходная проницаемость по нефти всей модели  $K_{np}$ .

Фильтрация проводится в направлении «пласт — скважина» (B — A), объем закачки не менее 3–5 поровых объемов модели керна на трех постоянных расходах флюида. Количество режимов должно быть не менее 3. Расход жидкости выбирается исходя из реальных скоростей фильтрации на месторождении, проницаемости коллектора, вязкости жидкости, технического задания на исследование.

Показатель проницаемости ( $K_{np.1}$ ) используется в качестве контрольного при оценке ухудшения коллекторских свойств

в результате проникновения в пласт технологических жидкостей (рис. 4).

После измерения контрольной проницаемости производится закачка блок-состава (агента повреждения пласта) в направлении «скважина — пласт» (A — B). Блок-состав в объеме 1 Vпор (объем пор) подводится к торцу керна (направление A) и продавливается в пласт стандартным солевым составом глушения (той же плотности). Репрессия статической фильтрации блок-пачки для данных отложений составляет 0,8–1,0 МПа. Общее время глушения (воздействия) — 80 часов.

Следующий этап определения степени изменения проницаемости пласта после глушения — моделирование процесса освоения (вызов притока). Модель нефти прокачивается через керн в обратном направлении «пласт — скважина» (B — A). Объем фильтрации нефти не менее 10–20 объемов пор (Vпор), в зависимости от проницаемости модели керна. Выполняется ступенчатое увеличение скорости фильтрации нефти до заданного давления депрессии (применяемого на месторождении). Далее производится измерение проницаемости по нефти на модели керна после повреждения технологической жидкостью ( $K_{np2}$ ) на трех расходах (измерения аналогичны как для контрольной проницаемости). Определяем коэффициент восстановления проницаемости ( $\beta$ ) (рис. 5).

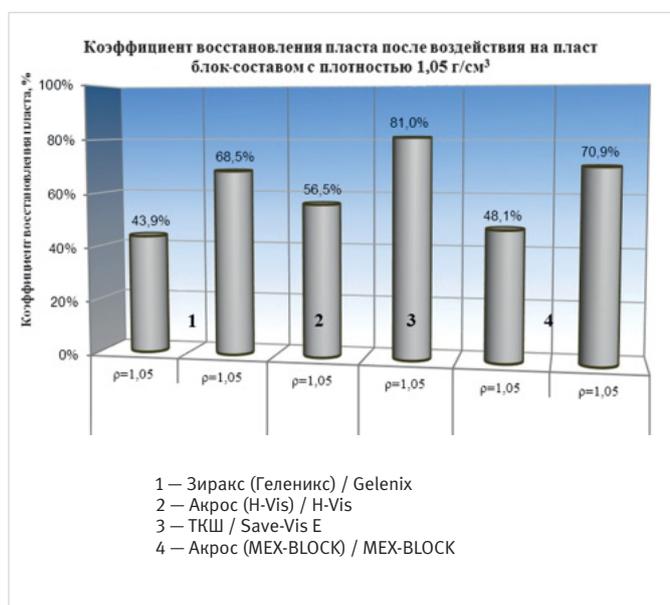


Рис. 5. Гистограмма распределения коэффициента восстановления проницаемости по испытанным блокирующим составам  
Fig. 5. The values of the formation damage coefficient for tested block agents

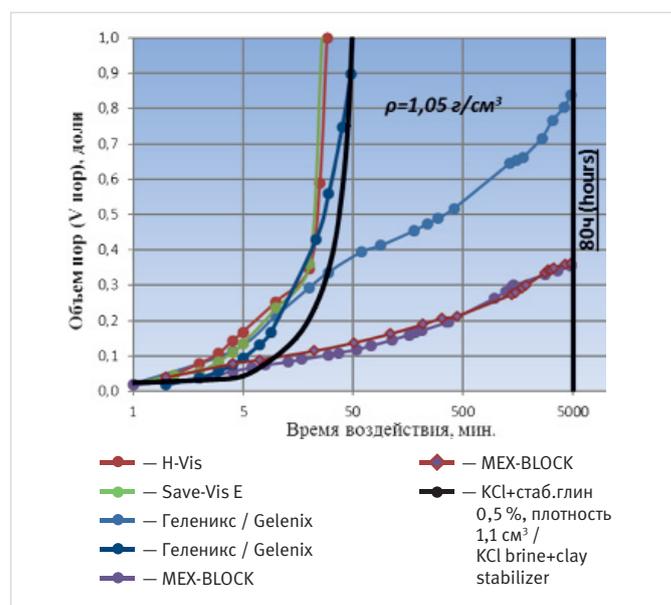


Рис. 6. График поглощения блокирующих составов в модель керна от времени испытания  
Fig. 6. The intake volume of the tested block agents during the exposure period

Как видно из представленных результатов, коэффициент восстановления проницаемости [4] сильно варьирует и составляет 43–81 % (в зависимости от типа блок-состава). И, как отмечено на рисунке 5, лучшие показатели по коэффициенту восстановления показывает блок-состав Safe-Vis E. Принимая во внимание тот факт, что коэффициент восстановления является параметром, получаемым в результате физического моделирования процесса повреждения пласта на образцах горной породы, нельзя не отметить, что корректная оценка применимости блок-составов с учетом исключительно данной характеристики не всегда возможна. В рассматриваемом случае критически важным критерием применимости технологических жидкостей будет являться время воздействия (глушения), которое в свою очередь определит глубину проникновения жидкости в пласт и, соответственно, время, требуемое на освоение скважины. Всестороннее исследование влияния времени воздействия блок-состава на характеристики освоения не всегда возможно реализовать в рамках общепринятых методик исследования параметров повреждения пласта.

Для более корректной и полной интерпретации результатов испытаний следует рассмотреть такую важную характеристику эффективности применения блокирующих составов и жидкостей глушения, как поглощающая способность. Данный параметр достаточно редко упоминается в нормативных документах на исследование жидкостей заканчивания скважин, однако именно его значение обуславливает характер формирования зоны проникновения технологических флюидов в призабойной зоне скважины.

На рисунке 6 представлены результаты измерения поглощающей способности блокирующих составов при испытании на керне.

В качестве критерия завершения процесса поглощения авторами статьи было взято значение объема поглощения фильтрата технологического флюида равное одному поровому объему составной керновой модели. Предельное время воздействия было задано на отметке в 80 часов.

Как отмечено на графиках, блок-составы Safe-Vis E и H-Vis показывают высокую поглощающую способность в пласт, сопоставимую со стандартными соевыми растворами глушения более высокой плотности (на основе KCl (с добавлением 0,5 % стабилизатора глины — плотностью 1,1 г/см<sup>3</sup>), что говорит о низкой блокирующей способности (рис. 6).

Коэффициент восстановления проницаемости для стандартной жидкости глушения на солевой основе составил 48,7 %, поглощения раствора за время глушения составляет более 11 Vпор.

Таким образом, блокирующие составы Safe-Vis E и H-Vis демонстрируют высокие значения параметра поглощения (объем поглощения составил более одного порового объема за один час для данных составов), что говорит об их потенциально низкой эффективности применения.

#### Итоги

Блокирующие составы Геленикс и MEX BLOCK имеют более низкое поглощение 0,83 Vпор и 0,36 Vпор соответственно за время глушения равное 80 часам, коэффициент восстановления проницаемости составляет от 44 до 70 %. Низкое поглощение и полученный коэффициент восстановления показывают высокую эффективность применения данных блок-составов. Их применение позволяет контролировать поглощение жидкости в продуктивный пласт и тем самым снижает время операции по запуску скважины в работу.

Подводя итог всем вышеописанным исследованиям, необходимо подчеркнуть важность всестороннего изучения характеристик блокирующих составов и жидкостей глушения в ходе лабораторной оценки эффективности применения. Помимо обязательных исследований коэффициента восстановления для корректного анализа полученных данных критически необходимыми являются результаты измерения набухающей способности породы и параметра поглощения технологических жидкостей. Также стоит отметить важность проведения сравнительных испытаний на керне для стандартных солевых растворов на каждом этапе исследования.

#### Выводы

В нормативные документы на исследование жидкостей заканчивания скважин необходимо ввести параметр поглощения, именно его значение обуславливает характер формирования зоны проникновения технологических флюидов в призабойной зоне скважины.

#### Литература

1. Деркач С.Р., Берестова Г.И., Мотылева Т.А. Использование ПАВ для интенсификации нефтедобычи при первичном и вторичном вскрытии пластов // Вестник МГТУ. 2010. Т. 13. № 4/1. С. 784.
2. СТО 11-14-2014 Породы горные. Методика измерений коэффициента набухания образцов горных пород. Тюмень, 2014. 9 с.
3. СТО 11-13-2014 Породы горные. Методика измерений коэффициента восстановления пласта после воздействия технологической жидкостью. Тюмень, 2014. 12 с.
4. Методические Указания ПАО «НК «Роснефть». Приготовление и применение жидкостей глушения № П2-05.01 М-0027 Версия 2.0. М.: 2018. 101 с.

## ENGLISH

### Results

Gelenix and MEX-BLOCK agents have low fluid intake values (0,83 and 0,36 of pore volume accordingly after 80 hours of exposure) and formation damage coefficient within the range of 44–70 %. Consequently, they demonstrate high performance efficiency. The use of these agents allows to control the volume of the intake into a reservoir and to decrease the time needed for well flowback restoration.

Summarizing the above-mentioned, it is needed to state that an all-around comprehensive efficiency evaluation is absolutely crucial for

the laboratory testing procedure of a block agent. Aside from standard formation damage tests, a swelling capacity and fluid intake capacity must be measured. Also, contrastive studies with traditional well-killing fluids must be carried out.

### Conclusions

It is important to add a procedure of the capacity measurement of fluid intake in all standard practices for the efficiency evaluation of block agents because the value of this very parameter determines the invasion zone characteristics of the near-wellbore formation.

### References

1. Derkach S.R., Berestova T.A., Motilyova T.A. The use of surfactants for the IOR purposes during the primary / secondary formation exposing. Vestnik MG TU, 2010, vol. 13, issue 4/1, P. 784. (In Russ).
2. STO 11-14-2014 Rocks. Methods of measuring the swelling coefficient of rock samples. Tyumen, 2014, 9 p. (In Russ).
3. STO 11-13-2014 Rocks. Methodology for measuring the reservoir recovery factor after exposure to the process fluid. Tyumen, 2014, 12 p. (In Russ).
4. Rosneft methodological guidelines "The preparation and the use of well-killing fluids". №P2-05.01 M-0027 Version 2.0. Moscow: 2018. 101 p. (In Russ).

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Кочетов Алексей Валентинович**, начальник отдела, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия  
Для контактов: [avkochetov@tnnc.rosneft.ru](mailto:avkochetov@tnnc.rosneft.ru)

**Усолтцев Антон Валерьевич**, главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

**Некlesa Роман Сергеевич**, главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

**Бикмулин Рустам Закиевич**, заведующий лабораторией, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

**Kochetov Alexey Valentinovich**, division head, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia  
Corresponding author: [avkochetov@tnnc.rosneft.ru](mailto:avkochetov@tnnc.rosneft.ru)

**Usoltsev Anton Valerievich**, chief specialist, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

**Neklesa Roman Sergeevich**, chief specialist, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

**Bikmulin Rustam Zakievich**, head of the laboratory, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia