



УДК 622.276.4:678.01

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2020

## ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ РЕОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК СШИТЫХ ПОЛИМЕРНЫХ СИСТЕМ НА КОЭФФИЦИЕНТЫ ПРОНИЦАЕМОСТИ И ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ

В.Ю. Огорельцев, С.А. Леонтьев<sup>1</sup>, В.А. Коротенко<sup>1</sup>, С.И. Грачев<sup>1</sup>, В.Ф. Дягилев<sup>2</sup>, О.В. Фоминых<sup>1</sup>

«СургутНИПИнефть» (Тюменское отделение) (625003, г. Тюмень, ул. Розы Люксембург, 12)

<sup>1</sup>Тюменский индустриальный университет (625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 38)

<sup>2</sup>Филиал Тюменского индустриального университета в г. Нижневартовске (628000, г. Нижневартовск, ул. Ленина 2/П, строение 9)

## LABORATORY STUDIES OF THE INFLUENCE OF RHEOLOGICAL CHARACTERISTICS OF CROSS-LINKED POLYMER SYSTEMS ON OIL PERMEABILITY AND DISPLACEMENT COEFFICIENTS

Vadim Iu. Ogoreltcev, Sergei A. Leontev<sup>1</sup>, Valentin A. Korotenko<sup>1</sup>, Sergei I. Grachev<sup>1</sup>, Valerii F. Diagilev<sup>2</sup>, Oleg V. Fominykh<sup>1</sup>

SurgutNIPIneft (Tyumen branch) (12 Rosa Luxemburg st., Tyumen, 625003, Russian Federation)

<sup>1</sup>Tyumen Industrial University (38 Volodarsky st., Tyumen, 625000, Russian Federation)

<sup>2</sup>Branch of the Tyumen Industrial University in Nizhnevartovsk (2P Lenina st., building 9, 628000, Nizhnevartovsk, Russian Federation)

Получена / Received: 24.02.2020. Принята / Accepted: 15.04.2020. Опубликовано / Published: 15.06.2020

### Ключевые слова:

методы увеличения нефтеотдачи, коэффициент проницаемости, коэффициент вытеснения нефти, линейная скорость фильтрации, вязкостно-температурные характеристики полимерных композиций, полимер акриламида.

При разработке трудноизвлекаемых запасов углеводородов нефтяных месторождений массово применяются методы увеличения нефтеотдачи, основными из которых являются химические. Каждая технология воздействия на пласт обладает определенными условиями применения, зависящими от исходных геолого-физических параметров пласта и текущего состояния его разработки.

Представлен методологический подход к определению коэффициентов проницаемости и вытеснения нефти из пород при испытании составов технологий физико-химических методов увеличения нефтеотдачи на основе лабораторных исследований реологических свойств различных марок полимера акриламида. Методики разработаны в соответствии с требованиями по исследованию керна. Приведен перечень оборудования и основные характеристики фильтрационной системы, а также порядок подготовки рабочих жидкостей и моделей пласта к проведению лабораторных исследований.

Осуществление лабораторных исследований реологических свойств гелевых систем выполнено исходя из особенностей технологического процесса приготовления компонентов рецептуры вязкоупругого состава на устье скважины и последующей его закачки в пласт. С этой целью для определения реологических характеристик гелевых систем использовался специализированный реометр, который позволяет в динамическом режиме фиксировать данные изменения вязкостных свойств испытываемых полимерных систем, приготовленных на моделях пресной, подтоварной и сеноманской вод в термобарических условиях «скважина – пласт». На основании лабораторных исследований показано, что проведение опытных закачек сшитых композиций на основе полиакриламида (ПАА) марок FP-107 и Poly-T-101, обладающих способностью кратного повышения конечной вязкости полимерного состава (в 2–3 раза и более) с ростом температуры в слабоминерализованных водах (подтоварная, сеноманская), позволяет получить большую технологическую эффективность по сравнению с применяемым в настоящее время на месторождениях компании полимером акриламидом марки FP-307.

### Key words:

oil recovery enhancement methods, permeability coefficient, oil displacement coefficient, linear flow velocity, viscosity temperature characteristics of polymer compositions, acrylamide polymer.

Oil recovery enhancement methods, mostly chemical ones, are widely applied in the course of development of oilfield hard-to-recover hydrocarbon reserves. Each reservoir stimulation technology features certain application conditions depending on the reservoir's initial geological and physical parameters and the current state of its development.

A methodological approach to determination of rock oil permeability and displacement coefficients when testing compositions of technologies of physical and chemical methods of oil recovery enhancement based on laboratory studies of rheological properties of various grades of acrylamide polymer is presented. The methods have been developed in accordance with the requirements for core study. The list of equipment and basic characteristics of the filtration system, as well as the procedure for preparing working fluids and reservoir models for laboratory studies are presented.

Laboratory research of rheological properties of gel systems was conducted subject to specifics of the technological process of preparation of components of viscoelastic composition at wellhead and its subsequent injection into formation. For this purpose, to determine the rheological characteristics of gel systems a specialised rheometer was used that allowed to record in a dynamic mode the data on changes in viscosity properties of the tested polymer systems prepared on the models of fresh, produced and Cenomanian waters in the well-formation pressure-temperature conditions. Based on the findings of laboratory studies it was shown that the trial injection of cross-linked compositions based on polyacrylamide (PAA) of FP-107 and Poly-T-101 grades that are able to increase manifold the final viscosity of polymer composition (2–3 times, and more) with temperature rise in low-salinity waters (produced and Cenomanian waters) enables greater process efficiency compared to acrylamide grade FP-307 that is currently used in the Company's fields.

Огорельцев Вадим Юрьевич – заведующий лабораторией (тел.: +007 345 268 72 04, e-mail: Ogoreltsev\_VU@surgutneftegas.ru).

Леонтьев Сергей Александрович – доктор технических наук, профессор кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» (тел.: +007 345 228 30 26, +007 919 930 97 51, e-mail: leontevsa@tyuiu.ru). Контактное лицо для переписки.

Коротенко Валентин Алексеевич – кандидат технических наук, доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» (тел.: +007 345 228 30 26, e-mail: korotenkova@tyuiu.ru).

Грачев Сергей Иванович – доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» (тел.: +007 345 228 30 26, e-mail: grachevsi@tyuiu.ru).

Дягилев Валерий Федорович – кандидат физико-математических наук, доцент кафедры «Нефтегазовое дело» (тел.: +007 346 361 20 82, e-mail: diagilevff@tyuiu.ru).

Фоминых Олег Валентинович – кандидат технических наук, доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» (тел.: +007 345 228 30 26, e-mail: fominyhov@tyuiu.ru).

Vadim Iu. Ogoreltcev (Scopus ID 56310901500) – Head of the Laboratory (tel.: +007 345 268 72 04, e-mail: Ogoreltsev\_VU@surgutneftegas.ru).

Sergei A. Leontev (Scopus ID 36015591300) – Doctor of Engineering, Professor at the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields (tel.: +007 345 228 30 26, +007 919 930 97 51, e-mail: leontevsa@tyuiu.ru). The contact person for correspondence.

Valentin A. Korotenko (Scopus ID 57203508819) – PhD in Engineering, Associate Professor at the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields (tel.: +007 345 228 30 26, e-mail: korotenkova@tyuiu.ru).

Sergei I. Grachev (Scopus ID 57195921058) – Doctor of Engineering, Professor, Head of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields (tel.: +007 345 228 30 26, e-mail: grachevsi@tyuiu.ru).

Valerii F. Diagilev (Scopus ID 57194202350) – PhD in Engineering, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Business (tel.: +007 346 361 20 82, e-mail: djagilevff@tyuiu.ru).

Oleg V. Fominykh (Scopus ID 36061643100) – PhD in Engineering, Associate Professor at the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields (tel.: +007 345 228 30 26, e-mail: fominyhov@tyuiu.ru).

## Введение

В настоящее время более 90 % текущих извлекаемых запасов месторождений нефти промышленных категорий относятся к трудноизвлекаемым (высокозаводненные, газонефтяные, сложнопостроенные, низкопродуктивные и др.). Как показывает отечественный и мировой опыт, эффективная разработка заводнением трудноизвлекаемых запасов невозможна без массового применения методов увеличения нефтеотдачи (МУН), основными из которых являются химические (ХМУН). Начиная со стадии прогрессирующего обводнения продукции, ХМУН позволяют экономически оправданно повысить коэффициент нефтеотдачи на 3–15 % и более и существенно продлить срок рентабельной разработки пласта [1–10].

Каждая технология воздействия на пласт обладает своими условиями применения, зависящими от исходных геолого-физических параметров пласта и текущего состояния его разработки. При несоблюдении этих условий (критериев применимости) можно не получить ожидаемой величины дополнительной нефти и прироста коэффициента нефтеотдачи [11–14].

Для сохранения и повышения удельной эффективности технологий и с целью довыработки запасов в удаленных от скважин зонах пластов ежегодно на 10–15 % планируется повышение объема раствора закачиваемых оторочек потокоотклоняющих составов с увеличением концентрации химреагентов [15, 16].

Схема структуризации химических методов воздействия на пласт представлена на рис. 1.

ХМУН можно условно разделить на две группы:

- обработки призабойной зоны (ОПЗ) скважины с целью воздействия на пласт (ОПЗ пласта);
- потокоотклоняющие методы увеличения нефтеотдачи (ПМУН) [17–20].

ОПЗ условно разделяют на две подгруппы:

- кислотными композициями;
- углеводородным растворителем и поверхностно-активными веществами.

В соответствии с механизмом воздействия на пласт потокоотклоняющие методы увеличения нефтеотдачи условно разделяются на три подгруппы:

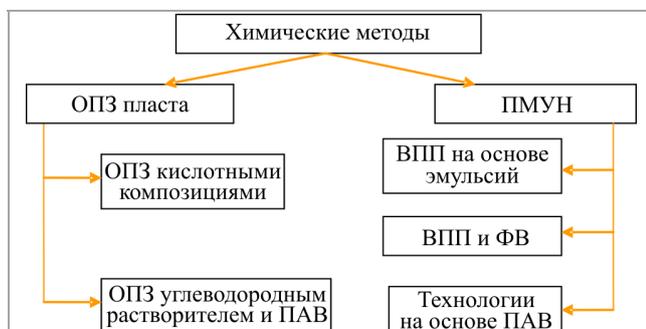


Рис. 1 Классификация химических методов увеличения нефтеотдачи

– методы, выравнивающие профиль приемистости нагнетательных скважин эмульсионными составами (ВПП на основе эмульсий) [26–31];

– методы, выравнивающие профиль приемистости и фронт вытеснения нефти водой (ВПП и ВФВ), на основе полимеров, гелей и дисперсных наполнителей [21–25];

– методы, способствующие доотмыву остаточной нефти на основе ПАВ [11, 32, 33].

Рассмотрим методы, выравнивающие профиль приемистости и фронта вытеснения нефти водой (ВПП и ВФВ). В соответствии с современными представлениями о механизме вытеснения нефти в пористых средах под фронтом вытеснения нефти водой следует понимать конфигурацию по разрезу и площади пласта условной линии раздела зон с нефтенасыщением, близким к первоначальному, и зон, содержащих в составе насыщающих флюидов закачиваемую воду. Такое определение не противоречит установленному факту опережающего увеличения водонасыщенности до критической в дальних чисто нефтяных зонах пласта задолго до подхода закачиваемой воды. Это явление, наиболее сильно проявляющееся в низкопроницаемых коллекторах, объясняется высокой подвижностью остаточной воды при увеличении перепада давления (начало закачки воды в нагнетательных скважинах). Расширение воронки депрессии в добывающих скважинах приводит к «отжиманию» рыхлосвязанной воды из подстилающих и покрывающих глин. В начальный период разработки пласта (пластовое давление равно первоначальному) этим явлением можно пренебречь, учитывая водопроницаемость глин ( $10^{-6}$ – $10^{-7}$  мкм<sup>2</sup>), однако в масштабах воронки депрессии при толщине глинистой перемычки 2 м объем дополнительно поступающей из нее воды в скважину может составить до 20 м<sup>3</sup>/сут (при величине отборов на максимуме потенциала пласта). За счет этих факторов обводненность продукции в низкодебитных скважинах может составлять значительную величину, что стимулирует ложные представления о конфигурации фронта вытеснения на начальных стадиях разработки пласта.

Под выравниванием фронта вытеснения нефти водой понимаются мероприятия, направленные на обеспечение максимально равномерного распределения потоков закачиваемой воды, в разрезе и по площади удаленных от нагнетательных скважин зон, с целью обеспечения максимальной конечной нефтеотдачи пласта. Поскольку воздействие композиций на пласт начинается в непосредственной близости от ПЗП, технологий ВФВ в чистом виде не существует. Первоначально эти технологии способствуют ВПП и в дальнейшем, по мере продвижения оторочки по пласту, в удаленном межскважинном пространстве – ВФВ. К методам, выравнивающим профиль прие-

мистости и фронт вытеснения нефти водой, относятся в первую очередь технологии на основе полимеров [15, 16, 21–25].

ПГС – полимерный гелеобразующий состав. Эта технология является базовой для других технологий на основе полимеров и одной из основных потокоотклоняющих технологий, использовавшихся и используемых на месторождениях Сургутского региона (9800 скважино-операций, или 20,8 % всех скважино-операций в 1991–2017 гг.). Объем закачки ПГС варьировался от 50 до 550 м<sup>3</sup> на одну скважино-операцию. Применяемые реагенты – полиакриламид (ПАА) марок Accotrol, GS–1, DKS и другие концентрацией 0,2–0,6 %, сшиватели – ацетат хрома, хромокалиевые квасцы и другие концентрацией 0,02–0,07 % [34].

Технология направлена на увеличение коэффициента охвата пласта заводнением и выравнивание фронта вытеснения, что достигается созданием в водопромывных интервалах пласта повышенных фильтрационных сопротивлений за счет сшивания полимера в пласте. Эффективность применения ПГС зависит, прежде всего, от точности расчета оптимального объема его закачки для каждой обрабатываемой скважины. При недостаточном объеме фильтрационное сопротивление будет мало, и ВПП не будет достигнут, слишком большой объем закачки ПГС может привести к временному блокированию нефтенасыщенных интервалов пласта, что также не позволит получить ВПП.

#### **Методологический подход к определению коэффициентов проницаемости и вытеснения нефти из пород при испытании составов технологий физико-химических МУН**

Методики выполнения измерений коэффициентов проницаемости и вытеснения нефти из пород-коллекторов при испытании составов технологий физико-химических методов увеличения нефтеизвлечения разработаны в соответствии с требованиями ГОСТ 26450.0-85, ГОСТ 26450.2-85 [36, 37], ОСТ 39-195-86 [38] и ОСТ 39-235-89 [39]. Методики распространяются на нефтесодержащие породы и устанавливают порядок выполнения измерений этих коэффициентов в лабораторных условиях.

Объектом испытания является модель пласта из цилиндрических образцов породы правильной геометрической формы, выбуренных из полноразмерного керна исследуемого нефтеносного горизонта. Условия испытания должны обеспечивать воспроизведение естественных физико-химических характеристик пластовой системы «горная порода – флюиды», сохранение в процессе эксперимента значений температуры и давлений, соответствующих пластовым. Линейная скорость прокачки испытуемых флюидов через породу во времени должна

соответствовать ее промышленным значениям в области ближней или удаленной от скважины зоны пласта. При проведении опытных работ необходимо использовать пластовую нефть и воду или их модельные аналоги, а также химсоставы, применяемые в качестве рабочих агентов в технологиях ВПП [40, 41].

#### **Оборудование**

Фильтрационная система (далее – система) для проведения испытаний составов технологий интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов должна состоять из взаимосвязанных функциональных блоков, обеспечивающих проведение опытных работ при термобарических условиях, моделирующих пластовые (табл. 1).

Таблица 1

Основные характеристики фильтрационных систем

Параметр	Значение
Максимальное давление обжима, МПа	Не менее 68,0
Максимальное поровое давление, МПа	Не менее 40,8
Максимальная рабочая температура, °С	Не менее 150
Диапазон изменения проницаемости, мД	От 0,001 до 5000
Диапазон изменения расход насоса, см <sup>3</sup> /мин	От 0,00001 до 50
Материал исполнения контактирующего с поровым флюидом поверхности	Hastelloy C-276, Titanium, Viton, Peek, Teflon

Принципиальная схема системы включает следующие основные блоки:

- нагнетания испытуемых флюидов;
- моделирования условий залегания пласта;
- регулирования давления обжима;
- регулирования обратного давления для потока фильтрации;
- управления системой и регистрации данных эксперимента.

#### **Подготовка рабочих жидкостей к испытанию**

При определении проницаемости и остаточной нефтенасыщенности породы пласта используются пробы безводной нефти, воды и технологические жидкости, применяемые в качестве рабочих агентов при разработке конкретного промышленного объекта (пласта). При отсутствии проб пластовых флюидов допускается применять их модельные аналоги.

В качестве физической модели пластовой нефти используют дегазированную нефть, разбавленную органическим растворителем (петролейный эфир, гексан, бензин, керосин и др.). Основным критерием соответствия модельной нефти по отношению к

пластовой газонасыщенной является равенство реологических характеристик (вязкость, плотность) между ними при пластовых условиях [34]

Модель пластовой воды готовят путем растворения в дистиллированной воде солей хлоридов (NaCl, CaCl<sub>2</sub> др.), содержание которых должно соответствовать общей минерализации пластовой воды. Качественный и количественный солевой состав рассчитывается на основании результатов химического анализа пластовой воды и принятого для исследуемого пласта значения ее минерализации в пересчете на хлористый натрий.

Приготовление составов физико-химических МУН для повышения производительности работы скважин, выравнивания профиля приемистости, фронта вытеснения и доотмыва остаточной нефти, а также технологических жидкостей строительства, освоения и последующей эксплуатации скважин проводится с учетом требований, регламентированных руководящими документами на проведение соответствующих геолого-технических мероприятий.

#### **Подготовка модели пласта к испытанию**

Для проведения фильтрационных испытаний составов технологий физико-химического воздействия на пласт используются выбуренные из полноразмерного керна цилиндрические образцы породы диаметром 30 и 38 мм и длиной не менее 27 мм. Перед проведением испытаний образцы экстрагируются в спиртобензольной смеси для полного удаления из их пустотного пространства углеводородов и, при наличии высокой (более 50–100 г/л) минерализации пластовой (остаточной) воды, обессоливаются в аппаратах Сокслета. Далее лишенные углеводородов и солей пластовой воды образцы высушивают до постоянного веса с точностью до  $\pm 0,001$  г в сушильном шкафу при температуре  $105 \pm 2$  °С в течение 12 ч. Высушенные образцы горной породы охлаждают в эксикаторе над прокаленным хлористым кальцием до комнатной температуры в течение 2–3 ч, после чего проводят определение их фильтрационно-емкостных свойств. По известным значениям проницаемости отдельных образцов керна по газу (азоту, гелию) принимают порядок их компоновки в модели пласта, исходя из условия, что каждый последующий образец в составной колонке имеет меньшую проницаемость, при этом отклонение проницаемости между двумя близлежащими образцами не должно превышать 10–15 %. В зависимости от решаемых задач при моделировании технологических процессов воздействия на прискважинную или удаленную зоны пласта растворами химических реагентов определение проницаемости породы по жидкости (по воде – при вытеснении

нефти, по нефти или воде – при изменении флюидопроводимости породы) выполняется при ее фильтрации через модель пласта в направлении снижения проницаемости пористой среды.

Водонасыщенность составной модели пласта перед проведением испытаний создается методом центрифугирования, обеспечивающим соответствие содержания остаточной воды в пустотном пространстве отдельных образцов ее количеству в пластовых условиях. Сущность метода заключается в вытеснении избытка воды из полностью водонасыщенного образца при центрифугировании за счет создания капиллярного давления на границе раздела фаз «воздух – вода» в порах породы. Заключительным этапом подготовки модели пласта является донасыщение образцов керна с воссозданной остаточной водой керосином в эксикаторе при вакуумировании в течение не менее 4 ч.

#### **Подготовка фильтрационной системы к испытанию**

Порядок проведения подготовительных мероприятий на системе перед испытанием включает:

- заправку накопителей испытываемыми флюидами (пластовые пробы нефти, воды или их модельные аналоги, растворы химреагентов);

- загрузку модели пласта из образцов керна в резиновую манжету кернодержателя, подсоединение флюидопроводящих труб;

- проверку гидравлической схемы системы на герметичность за счет создания всестороннего (горного) и внутриводящего (пластового) давлений в кернодержателе, соответствующих условиям залегания нефтяного пласта;

- нагрев узлов системы (накопителей, кернодержателя, сепаратора и др.) до пластовой температуры;

- выставление настроек программного обеспечения и последовательности проведения опыта, создание файла регистрации данных;

- вытеснение керосина нефтью за счет ее прокачки через модель пласта в количестве не менее 3–4 объемов пор в режиме поддержания постоянного расхода, не превышающего линейную скорость фильтрации 1 м/сут;

- выдержку модели пласта в течение 12–16 ч при термобарических условиях для стабилизации системы «горная порода – флюиды».

#### **Выполнение измерений коэффициента проницаемости**

Метод измерения основывается на оценке пропускающей способности породы-коллектора для фильтруемой жидкости (воды, нефти или их моделей) до и после ее обработки растворами химреагентов.

Сущность метода заключается в испытании составов технологий интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи пластов на колонках из образцов керн, эффективность от применения которых в зависимости от поставленных задач (повышение производительности работы скважин, выравнивание профиля приемистости и фронта вытеснения, доотмыв остаточной нефти и др.) определяется изменением флюидопроницаемости горной породы.

При проведении экспериментальных работ фильтрация через модель пласта принятых к испытанию флюидов (нефть, вода, растворы химреагентов и др.) выполняется при поддержании постоянного расхода на протяжении всего опыта, который определяется из линейной скорости их течения в области ближней или удаленной от скважины зоны пласта (1) [42–45]:

$$V = \frac{864Q}{F \cdot m(1 - S_{\text{в.ост}} - S_{\text{н.ост}})}, \quad (1)$$

где  $V$  – линейная скорость фильтрации, м/сут;  $Q$  – расход фильтруемой жидкости, см<sup>3</sup>/с;  $F$  – площадь поперечного сечения модели пласта, см<sup>2</sup>;  $m$  – пористость модели пласта, доли ед.;  $S_{\text{в.ост}}$ ,  $S_{\text{н.ост}}$  – остаточная водо- и нефтенасыщенность модели пласта в пластовых условиях соответственно, доли ед.

Измерение коэффициента проницаемости модели пласта по жидкости (нефти, воде) проводится после ее прокачки через породу в количестве не менее 4–6 поровых объемов и наличии стабилизации градиента давления на торцах составной колонки.

Вычисление результатов измерений коэффициента проницаемости породы пласта по жидкости производится по формульному выражению линейного закона фильтрации Дарси (2):

$$K = \frac{QL\mu}{\Delta PF}, \quad (2)$$

где  $K$  – проницаемость породы по жидкости, мкмд;  $Q$  – объемный расход жидкости, см<sup>3</sup>/с;  $L$  – длина участка образца, на котором измеряется перепад давления, см;  $F$  – площадь поперечного сечения образца на измерительном участке образца, см<sup>2</sup>;  $\mu$  – вязкость жидкости при условиях проведения эксперимента, мПа·с;  $\Delta P$  – перепад давления на измеряемом участке при данном режиме фильтрации, 10<sup>5</sup> Па.

### Выполнение измерений коэффициента вытеснения нефти

Метод измерения предусматривает определение полноты извлечения нефти из модели пласта за счет фильтрации через ее пустотное пространство

вытесняющих агентов (вода, растворы химических реагентов) до предельной обводненности отбираемого флюида. Сущность метода заключается в моделировании процесса заводнения продуктивных горизонтов. Совмещение процессов заводнения и прокачки оторочек составов потококорректирующих технологий позволяет установить дополнительный прирост вытеснения остаточной нефти.

Вытеснение нефти из модели пласта проводится при поддержании постоянного расхода для всех прокачиваемых жидкостей, который должен соответствовать реальной или проектной (ожидаемой) линейной скорости (1) их фильтрации в области удаленной от скважины зоны пласта.

Порядок проведения измерений коэффициентов вытеснения нефти при испытании составов технологий состоит из следующих этапов:

- непрерывное вытеснение нефти водой до полного обводнения выходящей из кернодержателя жидкости, но не менее 4–6 объемов пор модели пласта. Начальный объем вытесненной водой нефти определяется по показаниям акустического сепаратора;

- прокачка через модель пласта оторочек составов потококорректирующих технологий от 0,5 до 4 поровых объемов, количество которых при проведении испытаний принимается, исходя из особенностей технологического процесса закачки растворов химреагентов в пласт;

- прокачка через модель пласта оторочки воды в количестве 4–6 объемов пор породы. Конечный объем дополнительно вытесненной нефти после фильтрации оторочек составов технологий определяется ретортным методом.

Достигнутый прирост доизвлечения остаточной нефти  $\Delta K_{\text{выт.}}$  после применения составов технологий определяется из разности между конечным  $K_{\text{выт.кон}}$  и начальным  $K_{\text{выт.нач}}$  коэффициентами вытеснения (3):

$$\Delta K_{\text{выт.}} = K_{\text{выт.кон}} - K_{\text{выт.нач}}. \quad (3)$$

Начальный (при вытеснении нефти водой) и конечный (после прокачки составов технологий) коэффициенты вытеснения нефти рассчитываются по формулам (4), (5):

$$K_{\text{выт.нач}} = \frac{V_{\text{н.сеп}}}{V_{\text{н.нач}}} 100 \%, \quad (4)$$

$$K_{\text{выт.кон}} = \frac{V_{\text{н.рет}}}{V_{\text{н.нач}}} 100 \%, \quad (5)$$

где  $K_{\text{выт.нач}}$ ,  $K_{\text{выт.кон}}$  – коэффициенты вытеснения нефти до и после прокачки составов технологий через модель пласта соответственно, %;  $V_{\text{н.сеп}}$ ,  $V_{\text{н.рет}}$  – объемы вытесненной нефти по показаниям акустического сепаратора и экстракционной реторты соответственно, приведенные к условиям

испытания,  $\text{см}^3$ ;  $V_{\text{н.нач}}$  – объем нефти, первоначально содержащийся в модели пласта, определяемый по разности объемов пустот и остаточной воды, приведенный к условиям испытания,  $\text{см}^3$ .

Содержание остаточной нефти в модели пласта после прокачки составов технологий определяется по формуле (6):

$$S_{\text{н.ост}} = \frac{V_{\text{н.нач}} - V_{\text{н.рег}}}{V_{\text{п}}} 100 \%, \quad (6)$$

где  $S_{\text{н.ост}}$  – остаточная нефтенасыщенность модели пласта после прокачки составов технологий, %;  $V_{\text{п}}$  – поровый объем модели пласта из образцов керна,  $\text{см}^3$ .

### Результаты лабораторных испытаний марок полимера акриламида

Для установления заявленных реологических характеристик сшитых полимерных систем на основе принятых к испытанию марок полимеров акрилового ряда (ПАА) и лабораторной оценки эффективности технологии вязкоупругого состава (ВУС), предназначенной для перераспределения потоков нагнетаемой воды при выравнивании профиля приемистости и фронта вытеснения нагнетательных скважин в расчлененных и неоднородных по проницаемости пластах, был проведен комплекс лабораторных исследований. Первым этапом работ являлось изучение реологических свойств полимерных систем с моделированием термобарических параметров технологического процесса приготовления компонентов рецептуры ВУС на устье скважины и последующей его закачкой в пласт. В данных сериях испытаний исследовалось также влияние минерализации воды, которая использовалась для приготовления гелевых систем. Вторым этапом было проведение фильтрационных испытаний сшитых гелевых структур на высокопроницаемых керновых моделях горизонта  $\text{ВК}_1$  Р-го месторождения. Проведение лабораторных работ носило сравнительный характер и базировалось на сопоставлении технологических показателей – как предлагаемых к опытно-промысловому испытанию реагентов (Poly-T-101, FP-107, FP-207 и PoLEOR ATC N800), так и уже опробованных в составах потокоотклоняющих технологий на месторождениях ПАО «Сургутнефтегаз» марок ПАА (FP-307, Accotrol S-622).

**Первый этап.** До настоящего времени не существует общепринятой методики лабораторного тестирования композиций полимеров акрилового ряда при термобарических условиях залегания залежей нефти. Это вызвано отсутствием обоснованной теории и единого мнения о механизме протекания пространственной сшивки водорастворимых молекул ПАА ионами поливалентных металлов в поровом прост-

ранстве пород-коллекторов. С этой целью для определения реологических характеристик гелевых систем использовался специализированный реометр, который позволяет в динамическом режиме фиксировать данные изменения вязкостных свойств испытуемых полимерных систем, смешанных на моделях пресной, подтоварной и сеноманской вод в термобарических условиях «скважина – пласт». При проведении экспериментов для моделирования термобарических параметров технологического процесса приготовления компонентов рецептуры ВУС соблюдались следующие условия:

1. Растворение гелеобразователя в растворителе при постоянном перемешивании мешалкой (300 об/мин) в течение 30 мин при температуре 22–25 °С с последующим добавлением в раствор сшивателя.

2. Температурные интервалы нагрева образца сшитой полимерной системы в опыте:

– нагрев от 25 до 40 °С в течение 30 мин;

– проведение опыта с равномерным повышением температуры до 70 °С в течение 24 ч.

3. Установление значений динамической вязкости испытуемой композиции при скорости сдвига 100 1/с (117,6 об/мин) и давлении жидкости в системе вискозиметра 7 МПа.

Соблюдение данных условий моделировало фактическое время приготовления растворов линейного геля и сшивателя (30–40 мин), их смешения в турбулентном потоке при движении по насосно-компрессорным трубам (НКТ) до забоя скважины (20–30 мин) и последующей выдержки полимерной системы на образование связей сшивки непосредственно в пласте (не менее 12–24 ч). В опытах особое внимание уделялось температурным интервалам нагрева образцов сшитого геля:

– для закачки полимерной композиции в пласт – повышение температуры от 20 до 40 °С в течение 30 мин.

– для пространственной сшивки молекул ПАА в пустотном пространстве пород – равномерное повышение температуры до 70 °С в течение 24 ч. Это соответствует темпу прогрева полимерной системы до пластовой температуры в области охлажденной нагнетаемой водой призабойной зоны скважины.

При соблюдении регламентированных концентраций гелеобразователя ( $C_{\text{ПАА}} = 0,4 \text{ \% мас}$ ) и сшивающего агента ( $C_{\text{АХ}} = 0,04 \text{ \% мас}$ ) полимерные структуры демонстрируют высокие значения начальной динамической вязкости (от 40 до 80 мПа·с), что вызвано конечной стадией сшивки микрогелевых комплексов за счет практически полного растворения ПАА в дистиллированной воде за относительно короткий промежуток времени (30–40 мин). Исключение из всего набора испытуемых марок ПАА составляет PoLEOR ATC N800, который не обладает высокой термостабильностью в пресной воде, теряя свои вязкостные свойства более чем в 2,5 раза при возрастании температуры нагрева исследуемого образца до 50–60 °С.

Таблица 2

Вязкостно-температурные характеристики полимерных композиций на основе образцов сшитого ацетатом хрома полиакриламида ( $C_{\text{ПАА}} = 0,4 \text{ \% мас.}$ ,  $C_{\text{АХ}} = 0,04 \text{ \% мас.}$ )

Модельный тип воды (растворителя)	Poly-T-101	Poly-T-101	FP-107	FP-207	FP-307	Accotrol S-622	PoLEOR ATC N800
	Динамическая вязкость полимерной системы (мПа·с) при скорости сдвига 100 1/с (117,6 об/мин)						
Пресная (дистиллированная)	48,87*/37,01**	61,20*/38,79**	47,69*/33,51**	44,74*/35,39**	47,32*/46,51**	68,82*/55,94**	28,55*/11,21**
Подтоварная ( $C_{\text{NaCl}} = 5 \text{ г/л}$ )	10,19*/42,95**	17,33*/44,13**	15,24*/47,69**	16,49*/21,64**	15,80*/17,84**	69,41*/67,65**	6,62*/10,19**
Сеноманская ( $C_{\text{NaCl}} = 15 \text{ г/л}$ )	9,68*/32,18**	13,76*/31,58**	11,33*/22,08**	8,39*/17,58**	11,09*/13,25**	9,68*/11,72**	0,56*/6,73**

Примечание: \* – начальная динамическая вязкость испытуемой полимерной композиции при температуре 20–25 °С; \*\* – конечная динамическая вязкость полимерной композиции по истечении 24 ч при температуре 70 °С.

При приготовлении составов технологии ВУС на модельных типах подтоварной и сеноманской вод, за исключением раствора на основе реагента Accotrol S-622 ( $C_{\text{NaCl}} = 5 \text{ г/л}$ ), напротив, первостепенным фактором, оказывающим влияние на поддержание неустойчивых вязкостно-температурных характеристик гидрогелей, выступает губительное влияние слабой минерализации солей в составе растворителей. Это обусловлено получением низких значений начальной вязкости систем (от 10 до 17 мПа·с) за счет временной задержки процессов внутримолекулярной сшивки во всем объеме полимерных композиций, интенсивность которых возрастает только по истечении 4–6 ч. При этом в ходе опытных работ отмечено, что кинетика пространственного гелеобразования полимеров акриламида в солевых растворах, как и в пресных водах, также ограничивается температурой эксперимента (не выше 50–60 °С). Это демонстрирует последующее падение вязкостных свойств испытуемых составов, вызванное термической деструкцией межцепных связей сшитых гелей, с достижением окончательной стабилизации их реологических свойств только при простейшем 16–20 ч.

По результатам выполненных реологических тестов установлено, что из всех подвергнутых исследованию контрольных проб образцов ПАА негативное влияние вышеприведенных факторов (чувствительность к рассолам, термостабильность) в меньшей степени распространяется на полимерные композиции на основе реагентов FP-107 и Poly-T-101, у которых конечные вязкости растворов (по истечении 24 ч при температуре 70 °С) более чем в 2–3 раза превышают начальные значения и сопоставимы с вязкостью гелей, приготовленных на пресной воде (табл. 2).

В случаях испытания сшитых систем на основе марок ПАА FP-207, FP-307, Accotrol S-622 и PoLEOR ATC N800 не выявлено кратного увеличения конечной вязкости полимерных систем, и объяснением полученному результату выступает высокая чувствительность к слабоминерализованным рассолам при наличии более низкого порога температурного разрушения (см. табл. 2).

Таблица 3

Условия проведения и наблюдаемые параметры фильтрационных испытаний на высокопроницаемых керновых моделях горизонта ВК<sub>1</sub> Р-го месторождения

Параметр	Значение
Условия проверки	
Температура опыта, °С	70
Всестороннее давление обжима, МПа	31
Внутрипоровое давление, МПа	10
Расход закачки флюида, см <sup>3</sup> /ч	2,4
Вязкость модели пласт. нефти, мПа·с	4,07
Вязкость модели пласт. воды, мПа·с	0,54
Минерализация модели пластовой воды, г/л	12
Наблюдаемые параметры	
град Р при насыщении модели пласта нефтью, МПа/м	0,041
Фазовая проницаемость по нефти при $K_{\text{НН}}$ , мкм <sup>2</sup> ·10 <sup>-3</sup>	96,56
град Р при вытеснении нефти водой до фильтрации составов технологий физико-химических МУН, МПа/м	0,130
Фазовая проницаемость по воде до обработки при $K_{\text{ОН}}$ , мкм <sup>2</sup> ·10 <sup>-3</sup>	4,07
град Р при вытеснении нефти водой после фильтрации составов технологий физико-химических МУН, МПа/м	10,330
Фазовая проницаемость по воде после обработки при $K_{\text{ОН}}$ , мкм <sup>2</sup> ·10 <sup>-3</sup>	0,05

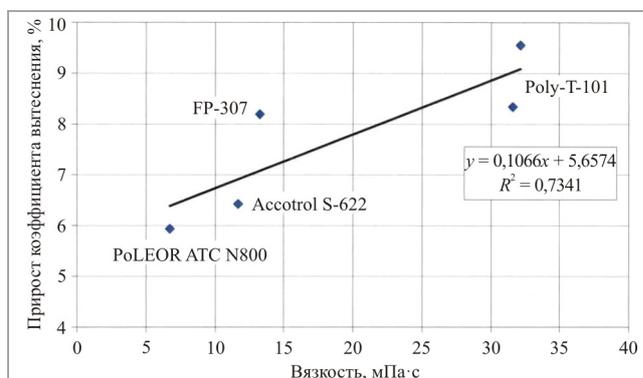


Рис. 2. Зависимость изменения прироста дополнительно вытесненной нефти от конечной вязкости прокаченных через модели пласта ВК Р-го месторождения полимерных составов на основе принятых к испытанию марок ПАА, затворенных на модели подтоварной воды

**Второй этап.** Проведение фильтрационных испытаний для определения коэффициентов проницаемости и вытеснения нефти при применении сшитых гелевых структур на высокопроницаемых керновых моделях горизонта ВК<sub>1</sub> Р-го месторождения (табл. 3).

Выявленные отличия в поведении кривых вязкостно-температурных зависимостей, сшитых ацетатом хрома марок ПАА, полностью согласуются с результатами их фильтрационных испытаний на моделях пласта ВК<sub>1</sub> Р-го месторождения, где минерализация поровой (остаточной) воды и агента-вытеснения составляла  $C_{NaCl} = 12$  г/л. Полученные приросты коэффициентов вытеснения нефти водой располагаются в интервале от 5,94 до 9,55 % и имеют прямую зависимость от конечных значений динамической вязкости полимерных систем.

Установленное при этом в опытах относительное снижение остаточной нефтенасыщенности составных колонок из образцов керна после обработки композициями полимеров на основе испытуемых

марок полиакриламида составило: Poly-T-101 – 5,29 и 6,13 %; Accotrol S-622 – 4,23 %, FP-307 – 5,70 % и PoLEOR ATC N800 – 3,91 % (табл. 4).

### Выводы

1. При соблюдении регламентированных концентраций гелеобразователя ( $C_{ПАА} = 0,4$  % мас.) и сшивающего агента ( $C_{АХ} = 0,04$  % мас.) полимерные структуры демонстрируют высокие значения начальной динамической вязкости (от 40 до 80 мПа·с), что вызвано конечной стадией сшивки микрогелевых комплексов за счет практически полного растворения ПАА в дистиллированной воде за относительно короткий промежуток времени (30–40 мин). Исключение из всего набора испытуемых марок ПАА составляет PoLEOR ATC N800, который не обладает высокой термостабильностью в пресной воде, теряя свои вязкостные свойства более чем в 2,5 раза при возрастании температуры нагрева исследуемого образца до 50–60 °С.

Таблица 4

Результаты определения остаточной нефтенасыщенности моделей пласта ВК<sub>1</sub> Р-го месторождения при вытеснении нефти водой до и после фильтрации оторочек составов технологии ВУС ( $C_{АХ} = 0,04$  % мас.,  $C_{ПАА} = 0,4$  % мас.) на основе различных марок ПАА

Номер опыта	Марка ПАА	Номер образца	Газопроницаемость, $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$	Пористость, %	Начальная нефтенасыщ., %	До прокачки растворов химреагентов		После прокачки растворов химреагентов		Снижение остаточной нефтенасыщенности модели пласта после фильтрации сшитого ПАА, %	Прирост вытеснения нефти водой после фильтрации раствора сшитого ПАА, %	Скорость линейная по ОСТ 39-195-86, м/сут
						$S_{\text{ост}}$ (сепарационный метод), %	Коэфф. вытеснения нефти водой, %	$S_{\text{ост}}$ (ретортный метод), %	Коэфф. вытеснения нефти водой, %			
1	POLY-T-101"	2860-06	236,40	27,32	64,01	26,00	59,43	20,07	68,64	6,13	9,55	0,82
		8016-06	233,45	26,43	65,49			19,70	69,92			0,81
		2913-06	230,40	27,39	62,75			19,84	68,38			0,84
		Ср.взв.знач.	233,43	27,05	64,09			19,87	68,98			<b>6,13</b>
2	POLY-T-101	2912-06	225,55	27,16	61,88	27,50	56,63	21,01	66,05	5,29	8,35	0,90
		8003-06	218,11	29,31	63,18			22,96	63,66			0,81
		7861-07	205,15	26,85	65,01			22,61	65,22			0,84
		Ср.взв.знач.	215,93	27,75	63,41			22,21	64,98			<b>5,29</b>
3	FP-307	2828-06	908,26	30,72	69,10	28,19	59,42	24,01	65,26	5,70	8,19	0,68
		2833-06	896,57	28,52	70,61			21,24	69,92			0,71
		2839-06	879,51	28,71	68,69			22,22	67,65			0,74
		Ср.взв.знач.	894,90	29,32	69,47			22,49	67,60			<b>5,70</b>
4	Accotrol S-622	2843-06	884,84	27,94	65,70	26,86	59,65	18,71	71,53	4,23	6,43	0,79
		2821-06	872,70	28,20	67,58			29,61	56,19			0,75
		2820-06	862,61	28,61	66,47			19,80	70,22			0,76
		Ср.взв.знач.	873,43	28,25	66,57			22,63	66,08			<b>4,23</b>
5	PoLEOR ATC N800	2861-06	249,95	27,17	66,13	30,22	54,13	25,60	61,28	3,91	5,94	0,88
		2910-06	243,71	26,89	67,68			27,85	58,85			0,85
		2911-06	241,18	26,79	63,82			25,50	60,04			0,95
		Ср.взв.знач.	244,96	26,95	65,87			26,31	60,06			<b>3,91</b>

2. По результатам выполненных лабораторных исследований реологических свойств установлено, что из всех подвергнутых исследованию контрольных проб образцов ПАА негативное влияние вышеприведенных факторов (чувствительность к рассолам, термостабильность) в меньшей степени распространяется на полимерные композиции на основе реагентов FP-107 и Poly-T-101, у которых конечные вязкости растворов (по истечении 24 ч при температуре 70 °С) более чем в 2–3 раза превышают начальные значения и сопоставимы с вязкостью гелей, приготовленных на пресной воде.

3. На основании лабораторных исследований считаем, что проведение опытных закачек сшитых композиций на основе ПАА марок FP-107 и Poly-T-101, обладающих способностью кратного повышения конечной вязкости полимерного состава (в 2–3 раза и более) с ростом температуры в слабоминерализованных водах (подтоварная, сеноманская), приведет к получению большей технологической эффективности, чем от применяемого в настоящее время на месторождениях компании полимера акриламида марки FP-307, опробованного ранее – Accotrol S-622 и предлагаемых к применению – FP-207, PoLEOR ATC N800.

#### Библиографический список

1. Закиров С.Н., Брусиловский А.И., Закиров Э.С. Совершенствование технологий разработки месторождений нефти и газа. – М.: Грааль, 2000. – 643 с.
2. Revisiting the development of oil deposits with low permeability reservoirs / S.N. Zakirov, A.A. Barenbaum, E.S. Zakirov, I.M. Indrupskiy, V.A. Serebryakov, D.S. Klimov // Indian Journal of Science and Technology. – 2016. – № 42. – P. 104219. DOI: 10.17485/ijst/2016/v9i42/104219, November 2016.
3. Геолого-промысловые и технологические аспекты разработки нефтяных месторождений Западной Сибири / А.К. Ягафаров, И.И. Клещенко, В.А. Коротенко [и др.]. – Тюмень: Изд-во ТИУ, 2017. – 268 с.
4. Проектирование и моделирование разработки нефтяных месторождений Западной Сибири / А.К. Ягафаров, С.К. Сохошко, И.И. Клещенко [и др.]. – Тюмень: Изд-во ТИУ, 2017. – 215 с.
5. Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П. Разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти. – Тюмень: Изд-во ТИУ, 2017. – 92 с.
6. Особенности строения и оценка потенциала ачимовских отложений на территории ХМАО-Югры / А.А. Севастьянов, К.В. Коровин, О.П. Зотова, Д.И. Зубарев // Успехи современного естествознания. – 2016. – № 8. – С. 195–199.
7. Перспективы добычи нефти из отложений баженовской свиты / С.И. Грачев, А.А. Севастьянов, К.В. Коровин, О.П. Зотова, Д.И. Зубарев // Академический журнал Западной Сибири. – 2018. – Т. 14. № 6 (77). – С. 84–86.
8. Alikhan A.A., Farouq S.M. Current states of nonthermal heavy oil recovery // Препринт SPE 11846. – 1986. – P. 291–298.
9. Jayasekera A.J., Goodyear S.G. The development of heavy oilfields in the United Kingdom Continental shelf: past, present and future // SPE Res. Eval. & Eng. – 2000. – Vol. 5, № 3. – P. 371–379.
10. Challenges in characterization of residual oils. A review / D. Stratiev, I. Shishkova, A. Pavlova, I. Tankov // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – Vol. 178. – P. 227–250.
11. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1985. – 308 с.
12. Муслимов Р.Х. Планирование дополнительной добычи и оценка эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов. – Казань, 1999. – 280 с.
13. Гусев С.В. Опыт и перспективы применения методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях Западной Сибири. – М.: Изд-во ВНИИОЭНГ, 1992. – 103 с.
14. He J.G., Song K.P., Yang J. Study on experiment of advance water injection an example from low permeability oil reservoir of Fuyu oil reservoir in an oil field // Science Technology and Engineering. – 2014. – Vol. 14, № 11. – P. 181–183.
15. Гусев С.В. Роль потокоотклоняющих технологий на поздних стадиях развития разработки месторождений. ОАО «Сургутнефтегаз» // Материалы международной научно-практической конференции, Казань, 2007. – С. 38–43.
16. Сонич В.П., Мишарин В.А., Гусев С.В. Методические рекомендации по применению физико-химических методов воздействия на пласты через нагнетательные скважины с целью регулирования разработки нефтегазовых месторождений ОАО «Сургутнефтегаз». – Тюмень: Изд-во СургутНИПИнефть, 2008. – 79 с.
17. Применение потокоотклоняющих технологий для ограничения водопитока в добывающих скважинах / А.П. Кондаков, В.Р. Байрамов, С.В. Гусев, Т.М. Сурнова // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 8. – С. 34–35.
18. Состояние применения потокоотклоняющих методов увеличения нефтеотдачи на пласте БС10 Конитлорского месторождения / С.В. Гусев, Т.М. Сурнова, С.А. Федосеев, В.Р. Байрамов // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 12. – С. 106–108.
19. Кондаков А.П., Гусев С.В., Сурнова Т.М. Опыт применения физико-химических методов

увеличения нефтеотдачи пласта ЮС 2 месторождений ОАО «Сургутнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 9. – С. 47–49.

20. Результаты применения технологий ограничения водопитока в добывающие скважины в условиях низкопроницаемых коллекторов / А.П. Кондаков, С.В. Гусев, Т.М. Сурнова, В.Р. Байрамов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 10. – С. 100–101.

21. Результаты большеобъемных обработок призабойной зоны нагнетательных скважин месторождений ОАО «Сургутнефтегаз» / А.П. Кондаков, С.В. Гусев, О.Г. Нарожный // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 9. – С. 74–77.

22. Результаты и перспективы применения осадкогелеобразующих составов для увеличения нефтеотдачи пласта АС 4-8 Федоровского месторождения / Ф.Ю. Алдакимов, С.В. Гусев, В.Ю. Огорельцев, Е.О. Гребенкина // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 5. – С. 87–89.

23. Огорельцев В.Ю., Леонтьев С.А. Результаты применения осадкогелеобразующих составов (ОГС) для увеличения нефтеотдачи пласта Федоровского месторождения // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна (опыт, инновации) материалы десятой международной научно-технической конференции (посвященной 60-летию Тюменского индустриального университета). – Тюмень: Изд-во ТИУ, 2016. – С. 104–107.

24. Анализ результатов трассерных исследований на примере пласта АС<sub>1-3</sub> Северо-Ореховского месторождения / В.Ф. Дягилев, С.Е. Полищук, С.А. Леонтьев, В.М. Спасибов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2018. – № 4. – С. 44–51

25. Дягилев В.Ф., Кононенко А.А., Леонтьев С.А. Анализ результатов трассерных исследований на примере пласта ЮВ11 Чистинного месторождения // Успехи современного естествознания. – 2018. – № 1. – С. 93–101.

26. Применение полимеров в добыче нефти / Г.И. Григорашенко Ю.В. Зайцев, В.В. Кукин [и др.]. – М.: Недра, 1978. – 213 с.

27. Власов С.А., Я.М. Каган, А.В. Фомин Новые перспективы полимерного заводнения в России // Нефтяное хозяйство – 1998. – № 5. – С. 46–49.

28. Effect of chemical additives on dynamic capillary pressure during waterflooding in low permeability reservoirs / H. Li, Y. Li, K. Wang, H. Luo, S. Chen, J. Guo // Energy and Fuels. – 2016. – № 9. – P. 7082–7093.

29. Полищук С.Е., Дягилев В.Ф., Леонтьев С.А. Обоснование применения полимерного заводнения на новомолодежном месторождении // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна (опыт, инновации) материалы десятой международной научно-технической конференции

(посвященной 60-летию Тюменского индустриального университета). – Тюмень: Изд-во ТИУ. – 2016. – С. 119–123.

30. Mikhail R., Artem K. Experiments of fluid diversion ability of a new waterproofing polymer solution // Shiyou Kantan Yu Kaifa. – 2015. – Vol. 42, № 4. – P. 507–511.

31. Experimental study on the mechanism of enhancing oil recovery by polymer – surfactant binary flooding / W. Liu, Y. Wei, W. Jiang, L. Luo, G. Liao, L. Zuo // Petroleum Exploration and Development. – 2017. – Vol. 44, № 4. – P. 636–643.

32. Гумерова Г.Р., Яркеева Н.Р. Анализ эффективности применения вязкоупругого поверхностно-активного состава на месторождениях Западной Сибири // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330, № 1. – С. 19–25.

33. Effect of emulsification on surfactant partitioning in surfactant-polymer flooding / J. Li, R. Jia, W. Liu, L. Sun, S. Cong, Y. Yang, J. Zhang // Journal of Surfactants and Detergents, 2019. – Vol. 22, № 6. – P. 1387–1394.

34. Результаты применения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях ПАО «Сургутнефтегаз»: отчет о НИР. – Тюмень: Изд-во СургутНИПИнефть, 2011. – 98 с.

35. ГОСТ 26450.0-85. Породы горные. Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств. – М., 1985.

36. ГОСТ 26450.1-85. Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением. – М., 1985.

37. ГОСТ 26450.2-85. Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при фильтрации. – М., 1985.

38. ОСТ 39-195-86. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. – М., 1986.

39. ОСТ 39-235-89. Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации. – М., 1989.

40. Rogachev M.K., Kondrashev A.O. Rheological studies of waterproof polymeric compounds under high pressure and temperature // Life Science Journal. – 2014. – Vol. 11, № 6s. – P. 294–296.

41. Юрил Я.Э., Леонтьев С.А., Рогалев М.С. Анализ существующих методик по проведению термодинамических исследований пластовых флюидов в ПАО «ГАЗПРОМ» // Экспозиция. Нефть. Газ. – 2016. – Т. 50, № 4. – С. 48–50.

42. Зависимость коэффициентов насыщенности от времени и координат / В.А. Коротенко,

Н.П. Кушакова, С.А. Леонтьев, М.И. Забоева, М.А. Александров // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. – № 6. – С. 74–81.

43. On modeling of non-stationary two-phase filtration / V.A. Korotenko, S.I. Grachev, N.P. Kushakova, S.A. Leontiev, M.I. Zaboieva, M.A. Aleksandrov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 2018. – P. 012016.

44. Фильтрация жидкостей в аномальных коллекторах / С.И. Грачев, В.А. Коротенко, Н.П. Кушакова, А.Б. Кряквин, О.П. Зотова // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330, № 7. – С. 104–113.

45. Грачев С.И., Коротенко В.А., Кушакова Н.П. Исследование влияния трансформации двухфазной фильтрации на формирование зон невыработанных запасов нефти // Записки Горного института. – 2020. – Т. 241. – С. 68–82.

### References

1. Zakirov S.N., Brusilovskii A.I., Zakirov E.S. Sovershenstvovanie tekhnologii razrabotki mestorozhdenii nefti i gaza [Improving oil and gas field development technologies]. Moscow: Graal', 2000, 643 p.

2. Zakirov S.N., Barenbaum A.A., Zakirov E.S., Indrupskiy I.M., Serebryakov V.A., Klimov D.S. Revisiting the development of oil deposits with low permeability reservoirs. *Indian Journal of Science and Technology*, 2016, no. 42, pp. 104219. DOI: 10.17485/ijst/2016/v9i42/104219, November 2016

3. Iagafarov A.K., Kleshchenko I.I., Korotenko V.A. et al. Geologo-promyslovye i tekhnologicheskie aspekty razrabotki neftianykh mestorozhdenii Zapadnoi Sibiri [Geological, production and technological aspects of the development of oil fields in Western Siberia]. Tiumen': Tiumenskii industrial'nyi universitet, 2017, 268 p.

4. Iagafarov A.K., Sokhoshko S.K., Kleshchenko I.I. et al. Proektirovanie i modelirovanie razrabotki neftianykh mestorozhdenii Zapadnoi Sibiri [Design and modeling of oil development in Western Siberia]. Tiumen': Tiumenskii industrial'nyi universitet, 2017, 215 p.

5. Sevast'ianov A.A., Korovin K.V., Zotova O.P. Razrabotka mestorozhdenii s trudnoizvlekaemyimi zapasami nefti [Development of fields with hard-to-recover oil reserves]. Tiumen': Tiumenskii industrial'nyi universitet, 2017, 92 p.

6. Sevast'ianov A.A., Korovin K.V., Zotova O.P., Zubarev D.I. Osobennosti stroeniia i otsenka potentsiala achimovskikh otlozhenii na territorii KhMAO-Iugry [Structural features and assessment of the potential of the Achimov deposits in the Khanty-Mansi Autonomous Okrug-Ugra]. *Uspekhi sovremennogo estestvoznaniia*, 2016, no. 8, pp. 195-199.

7. Grachev S.I., Sevast'ianov A.A., Korovin K.V., Zotova O.P., Zubarev D.I. Perspektivy dobychi nefti iz otlozhenii bazhenovskoi svity [Prospects for oil production from sediments of the Bazhenov formation]. *Akademicheskii zhurnal Zapadnoi Sibiri*, 2018, vol. 14, no. 6 (77), pp. 84-86.

8. Alikhan A.A., Farouq S.M. Current states of nonthermal heavy oil recovery. *Препринт SPE 11846*, 1986, pp. 291-298.

9. Jayasekera A.J., Goodyear S.G. The development of heavy oilfields in the United Kindom Continental shelf: past, present and future. *SPE Res. Eval. & Eng*, 2000, vol. 5, no. 3, pp. 371-379.

10. Stratiev D., Shishkova I., Pavlova A., Tankov I. Challenges in characterization of residual oils. A review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 178, pp. 227-250.

11. Surguchev M.L. Vtorichnye i tretichnye metody uvelicheniia nefteodachi plastov [Secondary and tertiary reservoir recovery techniques]. Moscow: Nedra, 1985, 308 p.

12. Muslimov R.Kh. Planirovanie dopolnitel'noi dobychi i otsenka effektivnosti metodov uvelicheniia nefteodachi plastov [Planning for additional production and evaluating the effectiveness of enhanced oil recovery methods]. Kazan', 1999, 280 p.

13. Gusev S.V. Opyt i perspektivy primeneniia metodov uvelicheniia nefteodachi na mestorozhdeniiakh Zapadnoi Sibiri [Experience and prospects of application of enhanced oil recovery methods in fields in Western Siberia]. Moscow: VNIIOENG, 1992, 103 p.

14. He J.G., Song K.P., Yang J. Study on experiment of advance wa ter injection an example from low permeability oil reservoir of Fuyu oil reservoir in an oil field. *Science Technology and Engineering*, 2014, vol. 14, no. 11, pp. 181-183.

15. Gusev S.V. Rol' potokootkloniiaushchikh tekhnologii na pozdnykh stadiiakh razvitiia razrabotki mestorozhdenii OAO "Surgutneftegaz" [The role of flow diverting technologies in the late stages of development of OJSC "Surgutneftegas" field development]. *Materiialy mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii*. Казань, 2007, pp. 38-43.

16. Sonich V.P., Misharin V.A., Gusev S.V. Metodicheskie rekomendatsii po primeneniiu fiziko-khimicheskikh metodov vozdeistviia na plasty cherez nagnetatel'nye skvazhiny s tsel'iu regulirovaniia razrabotki neftegazovykh mestorozhdenii OAO "Surgutneftegaz" [Guidelines for the use of physico-chemical methods of stimulating reservoirs through injection wells to regulate the development of oil and gas fields of OJSC "Surgutneftegas"]. Tiumen': SurgutNIPIneft', 2008, 79 p.

17. Kondakov A.P., Bairamov V.R., Gusev S.V., Surnova T.M. Primenenie potokootkloniiaushchikh

tehnologii dlia ogranicheniia vodopritoka v dobyvaiushchikh skvazhinakh [The use of flow deviation technologies to limit water production in producing wells]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2012, no. 8, pp. 34-35.

18. Gusev S.V., Surnova T.M., Fedoseev S.A., Bairamov V.R. Sostoianie primeniia potokotkloniavushchikh metodov uvelicheniia nefteotdachi na plaste BS10 Konitlorskogo mestorozhdeniia [Application of flow deflection methods of oil recovery increase at BS100 layer of Konitlorskoye field]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2010, no. 12, pp. 106-108.

19. Kondakov A.P., Gusev S.V., Surnova T.M. Opyt primeniia fiziko-khimicheskikh metodov uvelicheniia nefteotdachi plasta IuS 2 mestorozhdenii OAO "Surgutneftegaz" [Experience of the use of physical and chemical methods of enhanced oil recovery of YuS 2 layers of Surgutneftegas OJSC fields]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2013, no. 9, pp. 47-49.

20. Kondakov A.P., Gusev S.V., Surnova T.M., Bairamov V.R. Rezul'taty primeniia tehnologii ogranicheniia vodopritoka v dobyvaiushchie skvazhiny v usloviakh nizkopronitsaemykh kollektorov [The results of the application of technology to reduce water production of producing wells at low permeability reservoirs]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2014, no. 10, pp. 100-101.

21. Kondakov A.P., Gusev S.V., Narozhnyi O.G. Rezul'taty bol'sheob'emnykh obrabotok prizaboinoi zony nagnetatel'nykh skvazhin mestorozhdenii OAO "Surgutneftegaz" [The results of large-volume matrix acidizing treatments in injection wells in JS2 formations at the Surgutneftegas OJSC fields]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2016, no. 9, pp. 74-77.

22. Aldakimov F.Iu., Gusev S.V., Ogorel'tsev V.Iu., Grebenkina E.O. Rezul'taty i perspektivy primeniia osadkogeobrazuiushchikh sostavov dlia uvelicheniia nefteotdachi plasta AS 4-8 Fedorovskogo mestorozhdeniia [Results and prospects of application of deposit and gel forming compositions for enhancing oil recovery of AS 4-8 layer of Fedorovskoye field]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2014, no. 5, pp. 87-89.

23. Ogorel'tsev V.Iu., Leont'ev S.A. Rezul'taty primeniia osadkogeobrazuiushchikh sostavov (OGS) dlia uvelicheniia nefteotdachi plasta Fedorovskogo mestorozhdeniia [The results of the use of sediment-forming compounds (OGS) to increase oil recovery of the Fedorovskoye field]. *Geologiya i neftegazonosnost' Zapadno-Sibirskogo megabasseina (opyt, innovatsii). Materialy desiatoi Mezhdunarodnoi nauchno-tekhnicheskoi konferentsii (posviashchennoi 60-letiiu Tiimenskogo industrial'nogo universiteta)*. Tiumen': Tiimenskii industrial'nyi universitet, 2016, pp. 104-107.

24. Diagilev V.F., Polishchuk S.E., Leont'ev S.A., Spasibov V.M. Analiz rezul'tatov trassernykh

issledovaniia na primere plasta AS<sub>1-3</sub> Severo-Orekhovskogo mestorozhdeniia [Analysis of the results of tracer studies on the example of the AS1-3 formation of the North Orekhovskoye field]. *Izvestiia vysshikh uchebnykh zavedenii. Neft' i gaz*, 2018, no. 4, pp. 44-51.

25. Diagilev V.F., Kononenko A.A., Leont'ev S.A. Analiz rezul'tatov trassernykh issledovaniia na primere plasta IuV11 Chistinogo mestorozhdeniia [Analysis of the results of tracer studies on the example of the YuV11 layer of the Chistin field]. *Uspekhi sovremennogo estestvoznaniia*, 2018, no. 1, pp. 93-101.

26. Grigorashchenko G.I., Zaitsev Iu.V., Kukin V.V. et al. Primenenie polimerov v dobyche nefti [The use of polymers in oil production]. Moscow: Nedra, 1978, 213 p.

27. Vlasov S.A., Kagan Ia.M., Fomin A.V. Novye perspektivy polimernogo zavodneniia v Rossii [New Perspectives of Polymer Flooding in Russia]. *Neftianoe khoziaistvo*, 1998, no. 5, pp. 46-49.

28. Li H., Li Y., Wang K., Luo H., Chen S., Guo J. Effect of chemical additives on dynamic capillary pressure during waterflooding in low permeability reservoirs. *Energy and Fuels*, 2016, no. 9, pp. 7082-7093.

29. Polishchuk S.E., Diagilev V.F., Leont'ev S.A. Obosnovanie primeniia polimernogo zavodneniia na novomolodezhnom mestorozhdenii [The rationale for the use of polymer flooding in a new field]. *Geologiya i neftegazonosnost' Zapadno-Sibirskogo megabasseina (opyt, innovatsii). Materialy desiatoi Mezhdunarodnoi nauchno-tekhnicheskoi konferentsii (posviashchennoi 60-letiiu Tiimenskogo industrial'nogo universiteta)*. Tiumen': Tiimenskii industrial'nyi universitet, 2016, pp. 119-123.

30. Mikhail R., Artem K. Experiments of fluid diversion ability of a new waterproofing polymer solution. *Shiyu Kantan Yu Kaifa*, 2015, vol. 42, no. 4, pp. 507-511.

31. Liu W., Wei Y., Jiang W., Luo L., Liao G., Zuo L. Experimental study on the mechanism of enhancing oil recovery by polymer - surfactant binary flooding. *Petroleum Exploration and Development*, 2017, vol. 44, no. 4, pp. 636-643.

32. Gumerova G.R., Iarkeeva N.R. Analiz effektivnosti primeniia viazkouprugogo poverkhnostno-aktivnogo sostava na mestorozhdeniakh Zapadnoi Sibiri [Analysis of the effectiveness of the application of a viscoelastic surfactant in the fields of Western Siberia]. *Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov*, 2019, vol. 330, no. 1, pp. 19-25.

33. Li J., Jia R., Liu W., Sun L., Cong S., Yang Y., Zhang J. Effect of emulsification on surfactant partitioning in surfactant-polymer flooding. *Journal of Surfactants and Detergents*, 2019, vol. 22, no. 6, pp. 1387-1394.

34. Rezul'taty primeneniia fiziko-khimicheskikh metodov uvelicheniia nefteotdachi na mestorozhdeniakh PAO "Surgutneftegaz": otchet o NIR [The results of the application of physicochemical methods of increasing oil recovery in the fields of PJSC "Surgutneftegas": report on research]. Tiumen': SurgutNIPIneft', 2011, 98 p.

35. GOST 26450.0-85. Porody gornye. Obshchie trebovaniia k otboru i podgotovke prob dlia opredeleniia kollektorskikh svoistv [GOST 26450.0-85. The rocks are mountain. General requirements for the collection and preparation of samples to determine reservoir properties]. Moscow, 1985.

36. GOST 26450.1-85. Porody gornye. Metod opredeleniia koefitsienta otkrytoi poristosti zhidkostenasyshcheniem [GOST 26450.1-85. The rocks are mountain. Method for determining the coefficient of open porosity by liquid saturation]. Moscow, 1985.

37. GOST 26450.2-85. Porody gornye. Metod opredeleniia koefitsienta absolutnoi gazopronitsaemosti pri fil'tratsii [GOST 26450.2-85. The rocks are mountain. Method for determination of absolute gas permeability coefficient during filtration]. Moscow, 1985.

38. OST 39-195-86. Neft'. Metod opredeleniia koefitsienta vytesneniia nefli vodoi v laboratornykh usloviakh [OST 39-195-86. Oil. Method for determining the coefficient of oil displacement by water in laboratory conditions]. Moscow, 1986.

39. OST 39-235-89. Neft'. Metod opredeleniia fazovykh pronitsaemostei v laboratornykh usloviakh pri sovmestnoi statsionarnoi fil'tratsii [OST 39-235-89. Oil. Method for determination of phase permeabilities in laboratory conditions with joint stationary filtration]. Moscow, 1989.

40. Rogachev M.K., Kondrashev A.O. Rheological studies of waterproof polymeric compounds under high pressure and temperature. *Life Science Journal*, 2014, vol. 11, no. 6s, pp. 294-296.

41. Iuril Ia.E., Leont'ev S.A., Rogalev M.S. Analiz sushchestvuiushchikh metodik po provedeniiu termodinamicheskikh issledovaniy plastovykh fluidov v PAO "GAZPROM" [The analysis of the existing methods of thermodynamic studies the formation fluids in "Gazprom"]. *Ekspozitsiia. Neft'. Gaz*, 2016, vol. 50, no. 4, pp. 48-50.

42. Korotenko V.A., Kushakova N.P., Leont'ev S.A., Zaboieva M.I., Aleksandrov M.A. Zavisimost' koefitsientov nasyshchennosti ot vremeni i koordinat [Dependence of saturation coefficients on time and coordinates]. *Izvestiia vysshikh uchebnykh zavedenii. Neft' i gaz*, 2016, no. 6, pp. 74-81.

43. Korotenko V.A., Grachev S.I., Kushakova N.P., Leontiev S.A., Zaboieva M.I., Aleksandrov M.A. On modeling of non-stationary two-phase filtration. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2018, 012016 p.

44. Grachev S.I., Korotenko V.A., Kushakova N.P., Kriakvin A.B., Zotova O.P. Fil'tratsiia zhidkosti v anomal'nykh kollektorakh [Liquid filtration in anomalous collectors]. *Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesurov*, 2019, vol. 330, no. 7, pp. 104-113.

45. Grachev S.I., Korotenko V.A., Kushakova N.P. Issledovanie vliianiia transformatsii dvukhfaznoi fil'tratsii na formirovanie zon nevyrobotannykh zapasov nefli [Study on influence of two-phase filtration transformation on formation of zones of undeveloped oil reserves]. *Zapiski Gornogo instituta*, 2020, vol. 241, pp. 68-82.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Лабораторные исследования влияния реологических характеристик сшитых полимерных систем на коэффициенты проницаемости и вытеснения нефти / В.Ю. Огорельцев, С.А. Леонтьев, В.А. Коротенко, С.И. Грачев, В.Ф. Дягилев, О.В. Фоминых // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2020. – Т.20, №2. – С.262–274. DOI: 10.15593/2224-9923/2020.2.6

Please cite this article in English as:

Ogoreltcev V.Iu., Leontev S.A., Korotenko V.A., Grachev S.I., Diagilev V.F., Fominykh O.V. Laboratory studies of the influence of rheological characteristics of cross-linked polymer systems on oil permeability and displacement coefficients. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2020, vol.20, no.2, pp.262-274. DOI: 10.15593/2224-9923/2020.2.6