

Исследования эффективности полимерного заводнения для объектов высоковязкой нефти сеноманского горизонта

Черепанова Н.А., Усольцев А.В., Кочетов А.В.
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
nacherepanova@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

Технология применения полимерного заводнения на объектах высоковязких нефтей изучается многими нефтяными компаниями, но целесообразность метода остается под вопросом. В работе рассмотрено влияние концентрации полиакриламида (ПАА), проницаемости породы, температуры на подвижность пластовых жидкостей моделей ядра пластов ПК после прокачки растворов полимера. Приведены результаты фильтрационных экспериментов по испытанию растворов ПАА на ядре слабосцементированного терригенного коллектора с проницаемостью до 4 мкм². Показана возможность создания фильтрационных сопротивлений растворами ПАА в высокопроводящих каналах фильтрации пород сеноманского горизонта. Установлено, что для создания фильтрационных сопротивлений не требуется использование высоковязких растворов полимера, даже минимальные концентрации ПАА обеспечивают снижение подвижности воды.

Материалы и методы

В исследовании применены следующие методы: анализ литературных источников, экспериментальные исследования фильтрационных параметров пород при воздействии растворами полиакриламида, статистическая обработка и обобщение результатов полученных исследований. В качестве материалов

использованы образцы полиакриламида с различным молекулярным весом, образцы горных пород сеноманских отложений.

Ключевые слова

высоковязкая нефть, заводнение, полиакриламид, подвижность жидкости, фактор сопротивления

Для цитирования

Черепанова Н.А., Усольцев А.В., Кочетов А.В. Исследования эффективности полимерного заводнения для объектов высоковязкой нефти сеноманского горизонта // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 6. С. 51–55. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-6-51-55

Поступила в редакцию: 05.09.2022

OIL PRODUCTION

UDC 622.276.43 | Original Paper

Studying polymer flooding performance in Cenomanian reservoirs of highly viscous oil

Cherepanova N.A., Usoltsev A.V., Kochetov A.V.
"Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia
nacherepanova@tnnc.rosneft.ru

Abstract

The application of polymer flooding technology at highly viscous oil fields is studied by many oil companies, but the method feasibility remains debatable. The paper considers the effect of polyacrylamide (PAA) concentration, rock permeability, and temperature on the mobility of reservoir fluids on core models of PK reservoirs after injecting polymer slugs. The paper also describes the results of flow experiments on testing polyacrylamide solutions on the core of a loose terrigenous reservoir with permeabilities of up to 4 μm². It also shows the possibility of creating flow resistances with PAA solutions in highly conductive flow channels of Cenomanian rocks. It has been established that no highly viscous polymer solutions are required to create flow resistances, even minimal concentrations of PAA provide a decrease in water mobility.

Materials and methods

The following methods were used in the study: analysis of literature sources, experimental studies of flow parameters of rocks when exposed to polyacrylamide solutions, statistical processing and generalization of the studies results. Polyacrylamide samples of various molecular weights and Cenomanian rock samples were used as test materials.

Keywords

highly viscous oil, flooding, polyacrylamide, fluid mobility, resistance factor

For citation

Cherepanova N.A., Usoltsev A.V., Kochetov A.V. Studying polymer flooding performance in Cenomanian reservoirs of highly viscous oil. Exposition Oil Gas, 2022, issue 6, P. 51–55. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-6-51-55

Received: 05.09.2022

Доля высоковязкой нефти (ВВН) в индустрии топливно-энергетического комплекса Западной Сибири постоянно возрастает. Залежи высоковязкой нефти на территории Западно-Сибирской нефтегазовой провинции сосредоточены на Русском, Северо-Комсомольском, Восточно-Мессояхском, Ван-Ёганском, Тагульском и других месторождениях. Основные запасы ВВН приурочены к залежам сеноманского возраста покурской и долганской свит.

Пласты залегают на глубинах от 800 до 1200 м, характеризуются высокой неоднородностью литологического состава и крайней невыдержанностью по площади и разрезу. Литологически они представлены неравномерным переслаиванием песчаников, алевролитов и глин с пропластками бурого угля. Пески и песчаники серые разнотерные кварц-полевошпатовые, слюдяные, каолинизированные, иногда с глауконитом и зернами янтаря. Отдельные части разреза представляют собой неконсолидированные рыхлые отложения. Толщина пластов достигает 10–15 м, реже 30 м, толщина глинистых прослоев изменяется на коротких расстояниях в пределах 0,5–25 м. Коллекторские свойства существенно варьируют: пористость — 23–35 %, проницаемость — 0,001–2 мкм². Нефть сеноманских отложений тяжелая, сернистая, смолистая, малопарафинистая с плотностью до 960 кг/м³ и вязкостью в пластовых условиях до 700 мПа·с.

Особенностью данных залежей является наличие подошвенной воды и газовой шапки. Отсутствие выраженных непроницаемых перемычек между нефтяной зоной пласта, газовой шапкой и подстилающей водой способствует перетоку газа и воды из зоны водонефтяного контакта. В настоящее время подгазовые залежи нефтей сеноманского горизонта находятся на стадии опытно-промышленной эксплуатации или проектирования. При эксплуатации таких объектов выявлен ряд проблем: быстрое обводнение продукции, прорывы газа, вынос песка, наличие прослоев глин в коллекторе [1].

Разработка таких залежей предусматривает организацию системы поддержания пластового давления заводнением. Для повышения коэффициента охвата пласта и исключения языков обводнения, а также формирования преждевременных каналов фильтрации воды на объектах ВВН в качестве одного из вариантов разработки рассматриваются технологии полимерного либо термолитического заводнения.

Из литературных данных известно о проектировании опытно-промышленных работ по закачке полимерных растворов на Русском и Северо-Комсомольском месторождениях. Авторами [2] предлагается для условий Русского месторождения использование полимеров после обводнения продукции скважин для довытеснения нефти. Использование растворов полимеров на начальной стадии заводнения осложнено рисками по необеспечению компенсации отборов добываемой жидкости закачкой агента в условиях ограниченной репрессии. Для снижения давления закачки раствор полимера вводится при повышенной температуре 40–60 °С. Влияние вязких растворов на геомеханическую стабильность слабосцементированного коллектора изучено на примере керна пластов ПК4 и ПК5 [3]. При умеренных репрессиях концентрация полимера до 1 000 ppm не приводит к разрушению скелета породы и миграции несвязанных частиц.

На Восточно-Мессояхском месторождении для ОПР в работе [4] рекомендуется равномерное циклическое заводнение с периодами закачки раствора полимера и воды. Выявлена закономерность оптимального соотношения периодов закачки полимера и воды в зависимости от концентрации полимера. Повышение концентрации полимера приводит к увеличению продолжительности закачки воды. Снижение концентрации полимера ведет к режиму непрерывного дозирования. По данным моделирования наивысшие технологические и экономические показатели достигаются при концентрации ПАА 0,75 кг/м³ с длительностью полимерного периода 20 сут., водного — 5 сут.

Ключевым моментом рентабельности проекта полимерного заводнения является концентрация реагента и объем оторочки. С одной стороны, концентрация должна обеспечивать требуемую вязкость раствора для выравнивания неоднородности по проницаемости. С другой стороны, высокая вязкость закачиваемого агента ведет к снижению подвижности флюидов и, как следствие, увеличению давления закачки. Обеспечение стабильного фронта вытеснения с приростом КИН достигается при рациональной вязкости раствора полимера, экспресс-метод определения которой предложен авторами [5]. Данная экспресс-методика применима для нефтей с вязкостью от 30 до 1 000 мПа·с.

В таблице 1 представлены расчетные значения вязкости и концентрации раствора полимера для объектов ВВН Западной Сибири.

Оценочные расчеты рациональной вязкости раствора ПАА выполнены по аналитической экспресс-методике [5] для образцов частично гидролизованного полиакриламида, отличающихся молекулярной массой. Высокомолекулярный образец ПАА характеризуется молекулярной массой 21×10⁶ а.е.м., среднемолекулярный образец — 10,5×10⁶ а.е.м. Концентрация раствора полимера вычислялась на основании концентрационных зависимостей ПАА (рис. 1), которые в пределах изучаемых концентраций приняты линейными. Для затворения ПАА использовали модель минерализованной воды с содержанием солей 14 г/дм³. Вязкость измеряли методом ротационной вискозиметрии при скорости сдвига 6 с⁻¹ и температуре 20 °С.

Исходя из осуществленных расчетов, для объектов Западной Сибири с вязкостью нефти 80–150 мПа·с оптимальная вязкость раствора ПАА по экспресс-методике [5] находится в пределах 10–11 мПа·с. Растворы с такой вязкостью при температуре 20 °С имеют концентрацию высокомолекулярного ПАА в минерализованной воде порядка 0,06 % масс., среднемолекулярного ПАА — 0,09 % масс. Для объектов Ванкорского кластера оптимальная вязкость раствора ПАА по использованной методике расчета составляет 20 мПа·с. Концентрация среднемолекулярного ПАА в минерализованной воде для такой вязкости составляет 0,15 % масс. Мировой опыт применения полимеров на объектах ВВН показывает, что вязкость растворов ПАА не превышает 30–45 мПа·с при среднем значении 24 мПа·с [6].

Растворы ПАА, как правило, имеют псевдопластический характер течения, для описания которых используют реологические модели Оствальда или Гершеля — Балкли. При сдвиговом течении растворов полимера ориентационные эффекты и нарушение межмолекулярных взаимодействий уменьшают вязкость раствора. Исследования показывают, что стандартная вязкостная характеристика раствора полимера не может служить основанием для выбора концентрации, так как при одном и том же значении концентрации более вязкие растворы не всегда проявляют эффективные свойства в пористой среде. Эффективность воздействия растворов полимера в значительной мере определяется степенью взаимодействия с породой и вмещающими флюидами.

Вязкость полимерных систем в пористой среде является функцией скорости фильтрации, а также зависит от величин адсорбции,

Табл. 1. Расчетные значения рациональной вязкости и концентрации раствора полимера
Tab. 1. Estimated rational viscosities and concentrations of polymer solution

Объект	Вязкость нефти, мПа·с	Вязкость раствора ПАА, мПа·с	Концентрация ПАА, % масс	
			M = 21×10 ⁶	M = 10,5×10 ⁶
Русское, ПК	111	10,5	0,060	0,087
Северо-Комсомольское, ПК	148	11,23	0,062	0,091
Тагульское, вЯк2	80	9,87	0,058	0,082
Тагульское, Дл-3	267	13,61	0,069	0,107
Тагульское, Дл-3	570	19,67	0,086	0,146

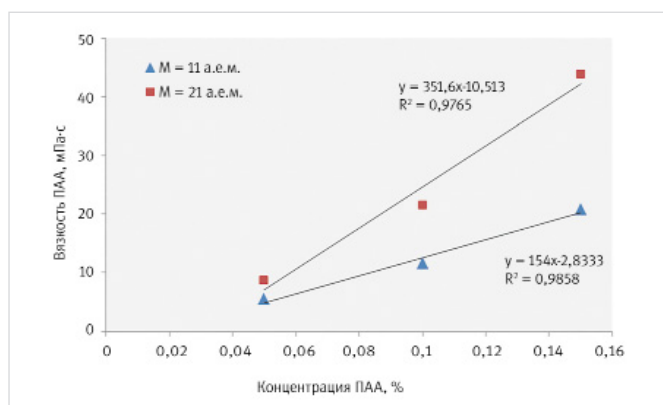


Рис. 1. Зависимость вязкости раствора ПАА от концентрации
Fig. 1. PAA viscosity vs. concentration

степени деструкции, реагирования с ионами пластовой воды. В результате продвижения раствора полимера в породе его вязкость постоянно изменяется. Поэтому фильтрационные характеристики полимерных растворов в лабораторных условиях оценивают путем определения коэффициента подвижности системы ($\lambda = K_{пр}/\mu$), который не учитывает вязкость [7]. Одной из характеристик потока полимера в пористой среде является уменьшение подвижности, которая выражается фактором сопротивления. Показатель фактора сопротивления R_F представляет собой отношение фильтруемости / подвижности пластовой воды к фильтруемости / подвижности однофазного полимерного раствора. Фактор остаточного сопротивления R_{RF} равен отношению подвижностей пластовой воды до и после закачки полимерного раствора.

Фактор сопротивления раствора полимера чувствителен к ряду параметров: концентрации полимера, его молекулярной массе и степени гидролиза, поровой структуре породы, скорости сдвига, минерализации и составу пластовой воды и др. В данной работе экспериментальными методами рассмотрено влияние концентрации ПАА, проницаемости породы, температуры на фактор остаточного сопротивления и подвижность моделей ядра пластов ПК при прокачке растворов ПАА.

Экспериментальное моделирование процесса полимерного заводнения осуществляли в режиме довытеснения нефти после базового заводнения на испытательном фильтционном стенде FDS-700 компании «Vinci technologies». Образцы пород коллекторов ПК изготавливали методом криотехнологии — заморозкой жидким азотом. Для предотвращения разрушения в процессе пробоподготовки образцы помещали в термоусадочную тефлоновую трубку, торцы образцов стабилизировались фильтрующими металлическими сетками. Эксперименты выполняли на составных колонках ядра длиной 12–14 мм, диаметром 38,5 мм.

Начальную нефтенасыщенность создавали отгонкой воды из образцов ядра на полупроницаемой мембране при давлении 1,2 МПа, с последующим донасыщением образцов керосином под вакуумом и прокачкой модели нефти. В качестве нефти использовали изовязкозную модель, которую готовили из безводной дегазированной очищенной от механических примесей нефти пласта ПК с введением растворителя. В качестве вытесняющего агента готовили модель пластовой воды с минерализацией 14–16 г/л.

Изначально моделировали условия нефтенасыщенной залежи с остаточной водонасыщенностью. Далее в модель фильтровали воду до полного обводнения продукции. Линейная скорость прокачки пластовой воды не превышала 1 м/сут. После базового заводнения производили закачку раствора ПАА в количестве 3 поровых объемов и переходили на вытесняющий агент до стабилизации градиента давления.

В первой серии экспериментов влияние концентрации раствора ПАА на подвижность системы выполнено на моделях ядра с проницаемостью образцов по газу 0,72–0,85 мкм². В испытаниях использовали среднемолекулярный образец полимера. Рисунок 2 демонстрирует показатель вклада полимера в общее уменьшение коэффициента подвижности воды в системе в зависимости от концентрации закачиваемого раствора ПАА. Эта зависимость имеет экспоненциальный характер, резко возрастая с увеличением концентрации ПАА. Показатель фактора сопротивления включает проявление двух эффектов: эффекта увеличения вязкости и эффекта снижения проницаемости. Вязкость раствора в исследуемом диапазоне прямо пропорциональна концентрации ПАА. А экспоненциальная зависимость фактора сопротивления от концентрации указывает на наличие закупоривающего эффекта высокомолекулярных ПАА. В другой серии экспериментов исследовали влияние исходной проницаемости ядра на подвижность системы при фильтрации полимера и последующей после полимера закачки воды. Исследования выполнены при концентрации полимера 1500 ppm, объем вводимой оторочки раствора ПАА составлял 3 поровых объема модели ядра. Диапазон исходной проницаемости моделей по газу находился в пределах от 0,66 до 3,73 мкм². На рисунке 3 приведены значения подвижности жидкостей в колонках ядра при фильтрации нефти, воды и раствора ПАА в породе с остаточной нефтенасыщенностью 35–40 %. При вытеснении нефти в ходе заводнения подвижность воды возрастает, достигая максимального значения в момент 100 %-го обводнения. Фильтрация раствора полимера происходит при повышенных градиентах давления и приводит к резкому снижению подвижности системы. При этом подвижность раствора ПАА становится меньше значений подвижности нефти. Последующая закачка воды после фильтрации раствора полимера во всех экспериментах

имеет тенденцию роста подвижности воды по сравнению с раствором ПАА. Но значения подвижности воды остаются ниже базового заводнения во всем диапазоне исследуемых проницаемостей, включая высокопроницаемые модели 3–4 мкм². Это обусловлено адсорбцией полимеров на поверхности породы и механическим удержанием в капиллярах отдельных глобул полимера, которые создают закупоривающий эффект и препятствуют току жидкости.

Замеры динамической адсорбции в образцах ядра пластов ПК показывают достаточно высокие значения — в среднем 52 мг/см³, достигая в отдельных образцах 78 мг/см³, что связано с наличием глин в составе породы. Коллекторы продуктивных отложений сеноманского горизонта в своем составе содержат значительное количество глинистого цемента, суммарное количество глин в породе составляет 10–35 %. Состав глинистого цемента представлен каолинитом, хлоритом, монтмориллонитом и смешаннослойными гидрослюдами.

Влияние проницаемости ядра на значение фактора сопротивления описывается степенными зависимостями (рис. 4а). В моделях с проницаемостью до 1 мкм² фактор сопротивления для раствора полимера может достигать 20–23 ед. При аппроксимации данных рисунка 4а по приведенным зависимостям фильтрация полимера в высокопроницаемых каналах (8–10 мкм²) имеет фактор сопротивления 2,5–3 ед., а последующая фильтрация воды после раствора полимера дает фактор остаточного сопротивления на уровне 1,1–1,3 ед. Свойства полимерных растворов определяются размером, формой и концентрацией полимерных частиц в воде. Они зависят от молекулярной массы, степени гидролиза и других факторов. Так, высокомолекулярные полимеры характеризуются более высокими значениями вязкости раствора. В то же время полимеры с высокой молекулярной массой имеют большее количество гидролизованых звеньев полимерной цепочки для обеспечения их растворимости. С увеличением степени гидролиза растворы ПАА более подвержены действию минерализованных вод и термической деструкции.

Исследованиями авторов [8] показано, что наиболее значительному изменению вязкостных свойств при нагреве вследствие термической деструкции подвержен полиакриламид с высокой молекулярной массой. Чем выше температура, больше

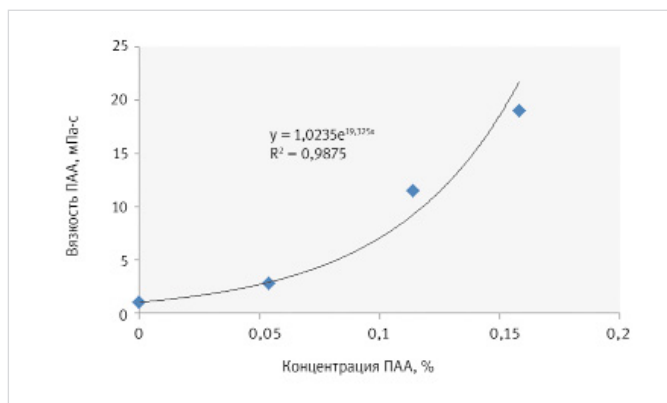


Рис. 2. Зависимость фактора сопротивления моделей ядра пластов ПК от концентрации раствора ПАА
Fig. 2. Resistance factor of PK core models vs. PAA concentration

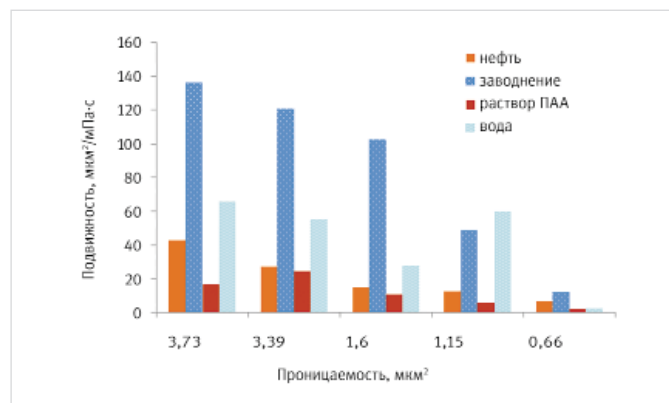


Рис. 3. Диаграмма изменения подвижности жидкостей в ядре пласта ПК при закачке растворов ПАА
Fig. 3. Diagram of changes in PK core liquids mobility during PAA injection

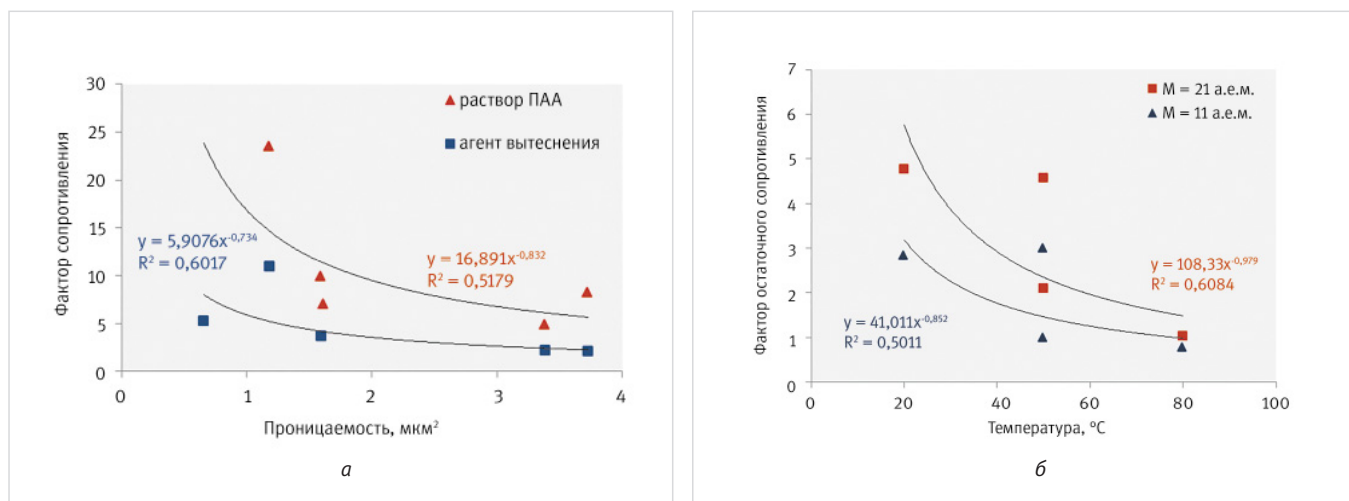


Рис. 4. Зависимость фактора сопротивления при закачке растворов ПАА от проницаемости породы пласта ПК и температуры пласта ПК: а — от проницаемости породы; б — от температуры

Fig. 4. Resistance factor during PAA injection vs. PK rock permeability and temperature: а – vs. rock permeability; б – vs. temperature

продолжительность нагрева и время контакта с металлом, тем меньше коэффициент стабильности раствора и значительнее потери вязкости полимера вследствие деструкции. С ростом молекулярной массы полимера также возрастает степень механической и термоокислительной деструкции.

На рисунке 4б приведены температурные зависимости фактора остаточного сопротивления для образцов ПАА с разной молекулярной массой. Эксперименты данной серии выполнены на моделях ядра с проницаемостью 0,5–1,1 мкм² при концентрации полимера 1500 ррт. Объем вводимой оторочки раствора ПАА составлял один поровый объем модели ядра. При температуре 20 °С значения фактора остаточного сопротивления для высокомолекулярного образца (M = 21 а.е.м.) в 1,7 раза превышают показатель для среднемолекулярного образца (M = 11 а.е.м.). Тенденция сохраняется до 50 °С. При температуре 80 °С данный эффект нивелируется и фактор остаточного сопротивления среднемолекулярного образца находится на одном уровне с высокомолекулярным образцом ПАА. На наш взгляд, полученный результат обусловлен более выраженной термоокислительной деструкцией высокомолекулярного образца ПАА.

Итоги

Лабораторными экспериментами на установках физического моделирования подтверждается возможность создания фильтрационных сопротивлений растворами ПАА в высокопроводящих каналах фильтрации пород сеноманского горизонта по технологии

полимерного заводнения. В пластах с высоковязкой нефтью для создания фильтрационных сопротивлений не требуется использование растворов полимера повышенной вязкости, сравнимой с вязкостью нефти. Концентрация раствора ПАА с вязкостью 10–20 мПа·с обеспечивает снижение подвижности воды в 1,5–3 раза по сравнению с базовым заводнением. В технологии термополимерного заводнения в качестве образцов полиакриламида предпочтительно использование марок ПАА со средней молекулярной массой.

Выводы

Результаты исследований могут быть использованы при разработке терригенных коллекторов высоковязкой нефти с применением растворов полиакриламида. В результате исследований показаны оптимальные вязкостные параметры растворов ПАА для снижения подвижности воды в высокопроводящих каналах фильтрации терригенных пород сеноманских отложений.

Литература

1. Балин В.П., Малышев И.О. К вопросу освоения сеноманских залежей высоковязкой нефти // Территория нефтегаз. 2017. № 9. С. 46–56.
2. Васильев В.В., Иванцов Н.Н., Лапин К.Г., Волгин Е.Р., Торпов К.В. Поиск новых решений для оптимизации разработки Русского месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2018. № 4. С. 46–52.
3. Иванцов Н.Н. Исследование

фильтрации полимерных растворов в слабосцементированном коллекторе // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2018. Том 4. № 2. С. 136–150.

4. Коваленко И.В., Корякин Ф.А. Оценка перспективности применения полимерного заводнения на пластах ПК 1–3 Восточно-Мессояхского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2018. № 9. С. 102–105.
5. Телков В.П., Каримов А.К., Мостаджеран М.Г., Ким С.В., Юсупходжаев М.А. Повышение нефтеизвлечения на месторождениях высоковязкой и тяжелой нефти с помощью полимерного заводнения // Нефтяное хозяйство. 2018. № 5. С. 60–63.
6. Черепанова Н.А. Обобщение опыта применения полимерного заводнения и критериев выбора марки полимера // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2015. № 10. С. 48–52.
7. Берлин А.В. Физико-химические методы повышения нефтеотдачи. Полимерное заводнение (обзор). Часть I // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2011. С. 16–25.
8. Химченко П.В. Обоснование выбора полимера и композиции на основе полиакриламида для полимерного заводнения на месторождениях с высокой температурой и минерализацией: диссертация. Москва, 2019. 132 с.

ENGLISH

Results

Laboratory experiments on physical modeling units confirm the possibility of creating flow resistances with PAA solutions in highly conductive flow channels of Cenomanian rocks using polymer flooding technology. In reservoirs with highly viscous oil, no polymer solutions of increased viscosity comparable to the oil viscosity are required to create flow resistances. The concentration of PAA solutions with viscosities of 10–20 mPa·s reduces the water mobility by 1.5–3 times compared to the basic flooding. In the thermopolymer flooding technology, it is preferable to use PAA grades with mean molecular weights as polyacrylamide samples.

Conclusions

The results of the study can be used in the development of terrigenous reservoirs containing highly viscous oil through the use of polyacrylamide solutions. The results of the study showed optimal viscosity parameters of PAA solutions to reduce the water mobility in highly conductive flow channels of terrigenous Cenomanian rocks.

References

1. Balin V.P., Malyshev I.O. About senoman high-viscosity oil deposits developing. Oil and gas territory, 2017, issue 9, P. 46–56. (In Russ).
2. Vasilyev V.V., Ivantsov N.N., Lapin K.G., Volgin E.R., Toropov K.V. The search for new solutions for Russkoe field development optimization. Geology, geophysics, and development of oil and gas fields, 2018, issue 4, P. 46–52. (In Russ).
3. Ivantsov N.N. A study of polymer solutions filtration in unconsolidated reservoir. Tyumen State University Herald. Physical and mathematical modeling, oil, gas, energy, 2018, Vol. 4, issue 2, P. 136–150. (In Russ).
4. Kovalenko I.V., Koryakin F.A. Estimating possibility of polymer flooding for reservoir PK 1–3 of the Vostochno-Messoyahskoye field. Oil Industry, 2018, issue 9, P. 102–105. (In Russ).
5. Telkov V.P., Karimov A.K., Mostajeran M.G., Kim S.V., Yusupkhodjayev M.A. Enhancing oil recovery of high-viscosity and heavy oil deposits using polymer flooding. Oil Industry, 2018, issue 5, P. 60–63. (In Russ).
6. Cherepanova N.A. Experience generalization of polymer water-flooding application and polymer choice criteria. Geology, geophysics, and development of oil and gas fields, 2015, issue 10, P. 48–52. (In Russ).
7. Berlin A.V. Physical and chemical methods of enhanced oil recovery. Polymer flooding (review). Part I. Scientific and technical bulletin of Rosneft Oil Company, 2011, issue 1, P. 16–25. (In Russ).
8. Himchenko P.V. Justifying the choice of polymer and polyacrylamide-based composition for polymer flooding in reservoirs with high temperatures and mineralizations: dissertation. Moscow, 2019, 132 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Черепанова Наталья Алексеевна, кандидат технических наук, эксперт отдела аналитики и систематизации лабораторных исследований керн и пластовых флюидов, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: nacherepanova@tnnc.rosneft.ru

Усольцев Антон Валерьевич, главный специалист отдела изучения физики пласта, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Кочетов Алексей Валентинович, начальник отдела изучения физики пласта, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Cherepanova Natalya Alekseevna, candidate of technical sciences, expert of the department of analysis and systematization of core and reservoir fluids laboratory studies, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: nacherepanova@tnnc.rosneft.ru

Usoltsev Anton Valerevich, chief specialist of the reservoir physics department, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Kochetov Aleksei Valentinovich, head of the reservoir physics department, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

ООО «Выставочная компания
Сибэкспосервис»

СИБЭКСПО SERVICE
www.ses.net.ru



Одиннадцатая межрегиональная специализированная выставка

САХАПРОМЭКСПО – 2022

ЯКУТСК, 26–27 октября 2022



Семнадцатая межрегиональная специализированная выставка

**ГАЗ. НЕФТЬ. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ –
КРАЙНЕМУ СЕВЕРУ**

НОВЫЙ УРЕНГОЙ, 23–24 марта 2023

+7 (383) 335 63 50
vk ses@gandex.ru
www.ses.net.ru

**ЭКСПОЗИЦИЯ
НЕФТЬ ГАЗ**

Генеральный информационный партнер