

УДК 533.1

ИССЛЕДОВАНИЕ СМЕШИВАЮЩЕГОСЯ РЕЖИМА ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СВЕРХКРИТИЧЕСКИХ ФЛЮИДНЫХ СИСТЕМ ИЗ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ ПЛАСТОВ ТЕРРИГЕННОГО ТИПА

© 2022 г. А. В. Радаев^{а, *}, А. Н. Сабирзянов^б

^аАкадемия наук Республики Татарстан, Казань, Республики Татарстан

^бФедеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования “Казанский национальный исследовательский технологический университет”, Казань, Россия

*e-mail: radaev_neftianic@mail.ru

Поступила в редакцию 30.01.2021 г.

После доработки 14.03.2022 г.

Принята к публикации 03.07.2022 г.

Проведены исследования растворимости сверхкритического CO₂ в углеводороде и процесса вытеснения модельной нефти сверхкритическим CO₂ из модели терригенного пласта проницаемостью 0.18 и 0.038 мкм² при давлениях до 12 МПа на изотерме 313. Показано исчезновение границы раздела фаз в системе “керосин–сверхкритический CO₂” на изотерме 313 К при давлениях выше 9.3 МПа. Выявлено, что снижение значения абсолютной проницаемости пористой среды (в эксперименте – (0.18–0.038) мкм²) не приводит к снижению значения конечного коэффициента вытеснения нефти сверхкритическим CO₂ в пределах погрешности эксперимента, что связано с осуществлением процесса вытеснения нефти сверхкритическим CO₂ в смешивающемся режиме. Показано, что применение сверхкритического CO₂ интенсифицирует процесс вытеснения нефти по сравнению с заводнением. Показано, что в смешивающемся режиме вытеснения маловязкой нефти время прорыва вытесняющего нефть агента увеличивается в 2–3 раза по сравнению с несмешивающимся режимом. Выявлено, что применение сверхкритических флюидных систем позволяет увеличить добычу нефти по сравнению с газовыми и жидкими вытесняющими агентами за счет в смешивающемся режиме вытеснения.

Ключевые слова: сверхкритический флюид, коэффициент вытеснения нефти, физическая модель нефтяного пласта, трудноизвлекаемая нефть, смешивающийся режим вытеснения, интенсификация добычи нефти, однофазная область

DOI: 10.31857/S004035712206015X

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время основная доля нефти в России относится к трудноизвлекаемой [1]. Для их освоения применяются традиционные технологии, такие как заводнение, потокотклонение, паротепловое воздействие, которые имеют пороговые ограничения по вязкости пластовой нефти и проницаемости пористой среды [2]. Для преодоления пороговых ограничений требуется разработка третичных методов увеличения нефтеотдачи (МУН), в качестве которого предлагается использовать закачку диоксида углерода. При этом закачка углекислого газа известна, и широко применялась ранее на месторождениях в Башкортостане, Татарстане и Самарской области, а так же за рубежом [3–5] – в Турции, Венгрии, Хорватии, США и Канаде. Первые промысловые эксперименты по нагнетанию CO₂ в нашей стране были проведены на Александровской площади

Туймазинского месторождения на территории Оренбургской области, на Радаевском, Козловском, Сергиевском и Елабужском месторождениях в 1960–1980-х годах 20 в. [6–8]. Закачка углекислого газа осуществлялась в высокопроницаемые нефтяные пласты (проницаемостью 0.1 мкм² и выше), что и определило относительно высокую технологическую эффективность применения метода CO₂-вытеснения – в среднем около 0.25 т дополнительно добытой нефти на 1 т закачанного диоксида углерода. Наиболее поздними промысловыми экспериментами по закачке диоксида углерода в нефтяной пласт являются работы [9, 10]. Результаты промысловых экспериментов показали, что диоксид углерода – эффективный вытесняющий агент при вытеснении нефти из проницаемых и высокопроницаемых пластов. В ходе промысловых экспериментов было закачено 300 т жидкого диоксида углерода, что позволило снизить динамическую вязкость пластовой

нефти с 1187 до 12 мПаc. Все описанные промышленные эксперименты были проведены путем закачки углекислого газа в газовом состоянии, либо в жидком, что сопряжено с высокими материальными затратами на добычу 1 т нефти, которые увеличиваются при снижении проницаемости пористой среды.

Для повышения технологической эффективности метода CO_2 -вытеснения предлагается закачивать диоксид углерода при сверхкритических (СК) параметрах состояния и исследовать метод в лабораторных условиях так как на конечный коэффициент вытеснения нефти оказывает влияние большое количество факторов: динамическая вязкость пластовой нефти, проницаемость нефтяного пласта, термобарические условия в пласте и ряд других, исследование которых позволяет обеспечить наиболее технологически эффективный режим вытеснения нефти из пластов низкой проницаемости.

В этой связи лабораторные исследования указанных факторов на коэффициент вытеснения нефти (КВН) сверхкритическим CO_2 на физических моделях нефтяного пласта являются актуальными и позволяют выдать технологические рекомендации на проведение опытно-промышленных испытаний в смешивающемся режиме. При этом необходимо провести исследования на низкопроницаемых пористых средах (при значениях проницаемости ниже 0.05 мкм^2 , которая является пороговой для традиционных МУН [2]) по вытеснению модельной маловязкой нефти с использованием сверхкритических флюидных систем, которые позволят не только получить значения коэффициента вытеснения нефти, но и объяснить полученные эффекты с точки зрения термодинамики и гидродинамики. В качестве маловязкой нефти используется керосин вязкостью 1.2 мПа с, который является изовязкой моделью маловязкой нефти, насыщающей девонские пласты терригенного типа Республики Татарстан. Вытеснение маловязкой нефти вторичными вытесняющими агентами сопряжено со значительными трудностями вследствие низкой проницаемости пористой среды вследствие

Таким образом, целью работы было исследовать влияние термодинамических параметров процесса вытеснения нефти на конечное значение коэффициента вытеснения нефти сверхкритическим CO_2 и объяснить механизм преодоления пороговых ограничений традиционных МУН по проницаемости пористой среды и вязкости пластовой нефти, так как в известной автору научной литературе имеется ограниченное число публикаций, посвященных применению сверхкритических флюидных систем в процессах нефтедобычи [11–15], а описание механизма увеличе-

ния КВН в соответствующей научной-технической литературе отсутствует.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

Экспериментальная установка для физического моделирования закачки диоксида углерода и методика проведения эксперимента

Схема экспериментальной установки, позволяющей проводить исследования процесса нестационарной фильтрации потока “нефть—сверхкритический CO_2 ” в смешивающемся и несмешивающемся режимах приведена в работе [16]. Методика проведения эксперимента, описанная в [16], была модернизирована. Она позволяет получать термодинамически согласованные результаты по растворимости сверхкритического CO_2 в нефти и коэффициента вытеснения нефти сверхкритическим CO_2 из однородной и неоднородной пористой среды. Методика насыщения нефти сверхкритическим CO_2 позволяет осуществить фазовый переход сверхкритического CO_2 из свободного состояния в растворимое в нефти. Схема модернизированной установки приведена на рис. 1.

Экспериментальные результаты по растворимости сверхкритического CO_2 в нефти позволяют определить, в каком режиме осуществляется процесс вытеснения нефти и объяснить результаты по коэффициенту вытеснения нефти сверхкритическим CO_2 . Такой подход к проведению исследований позволяет выдать технологические рекомендации по давлению и температуре под каждое конкретное нефтяное месторождение и тип углеводорода и позволяет избежать закачки диоксида углерода в пластовых условиях в газообразном или жидком состоянии, что существенно образом снижает материальные затраты.

Основным узлом экспериментальной установки является экспериментальная ячейка с пористой средой – физическая модель нефтяного пласта, которая представляет собой цилиндрический сосуд высокого давления, набиваемый пористой средой и насыщаемый нефтью. В корпусе экспериментальной ячейки предусмотрены девять отверстий для ввода внутрь пористой среды термодинамического пар и присоединения в каждом из девяти сечений образцовых манометров. Кроме того, на входе и выходе из модели пласта установлены образцовые манометры с целью измерения градиента давления по длине модели пласта. Таким образом, конструкция экспериментальной ячейки предусматривает возможность одновременного измерения температуры и давления внутри модели пласта, а так же градиента давления. Длина его составляет 2 м.

Методика физического моделирования процесса закачки углекислого газа в нефтяной пласт.

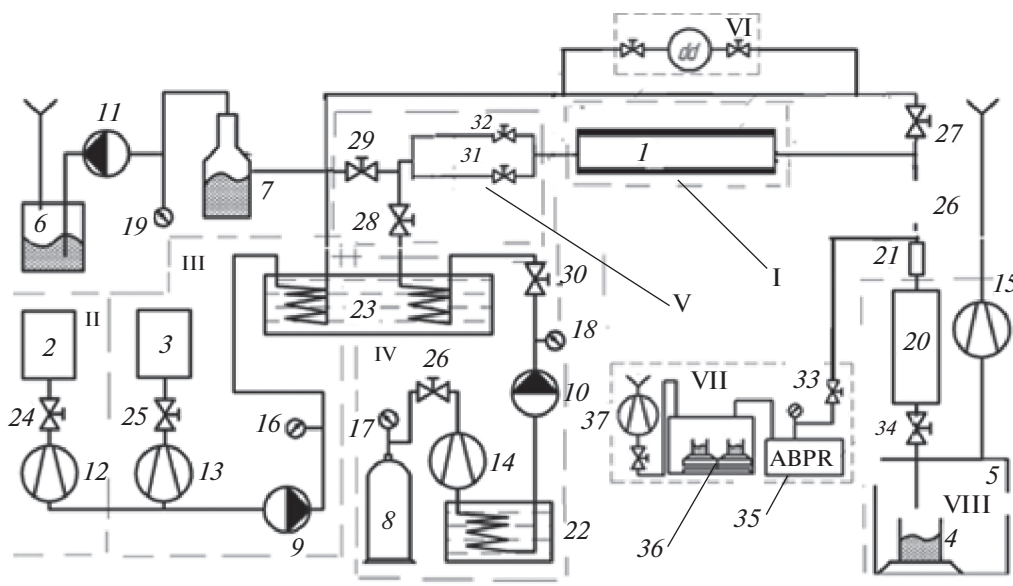


Рис. 1. Схема экспериментальной установки для исследования процесса вытеснения нефти сверхкритическим CO_2 и оторочками сверхкритического CO_2 и воды из однородного пласта: 1 – модель пласта; 2 – бак питательный с водой; 3 – бак питательный с нефтью; 4 – сосуд отбора пробы нефти; 5 – приемная емкость газов; 6 – приемная емкость масла; 7 – колба Бунзена; 8 – баллон с газом; 9 – насос высокого давления для закачки жидкого диоксида углерода; 11 – вакуумный насос; 12 – расходомер воды; 13 – расходомер нефти; 14, 15 – CO_2 -расходомеры 16–19 – манометры; 20 – сепаратор; 21 – фильтр; 22 – криотермостат; 23 – термостат нагревающий; 24–34 – вентили запорные, 35 – АВРР (обратный регулятор давления); 36 – сосуд газожидкостного равновесия; 37 – сосуд отбора пробы газа. Системы и узлы: I – модель пласта, II – система насыщения модели пласта водой, III – система насыщения модели пласта нефтью, IV – система закачки CO_2 в модель пласта, V – система создания оторочек сверхкритического углекислого газа и воды, VI – система измерения градиента давления, VII – система газожидкостного равновесия; VIII – система отбора проб газа.

Методика проведения эксперимента предусматривает использование уравнений материального баланса по CO_2 и нефти по всей экспериментальной установке для определения КВН СК CO_2 и по системе газожидкостного равновесия – для расчета растворимости CO_2 в нефти.

Исследование процесса вытеснения нефти СКФ проводится при постоянном расходе вытесняющего агента, и начинается с задания расхода вытесняющего агента с помощью насоса высокого давления. После этого экспериментальная установка выводится на стационарный режим по температуре и давлению, для чего осуществляется контроль за показаниями цифрового милливольтметра В7-35, манометров, которые устанавливаются на входе и выходе из модели пласта и дифференциального манометра.

В ходе проведения эксперимента смесь (CO_2 –нефть) поступает в сепаратор (20) через специально разработанный дроссельный вентиль (26), в котором осуществляет сброс давления до (5–6) избыточных атмосфер. Температура и давление в сепараторе контролируются установленными на нем манометром и двумя хромель-капельными термопарами, погружаемыми в поток.

В начале эксперимента СК CO_2 поступает в экспериментальную ячейку, в которой происходит процесс фильтрации системы “нефть–СК CO_2 ”. Из экспериментальной ячейки смесь углекислого газа и нефти поступает в сепаратор (20), в котором давление и температура контролируются установленными образцовым манометром класса точности 0.4 и двумя хромель – алюмелевыми термопарами, откуда газ нефть с растворенным газом поступает в систему газожидкостного равновесия (VII), для чего открывается вентиль (32). Нефть накапливается в сосуде газожидкостного равновесия (36). Из сосуда газожидкостного равновесия нефть выливается в мерные цилиндры, взвешиваемые на электронных весах с погрешностью ± 0.05 г. Растворимость диоксида углерода рассчитывается по экспериментальным данным по известному уравнению А.И. Брусиловского [17].

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

Перед фильтрационными экспериментами было проведено измерение растворимости СК CO_2 в нефти на различных изотермах и расчет растворимости по уравнению А.И. Брусиловского. Результаты измерения и расчета представлены на рис. 2.

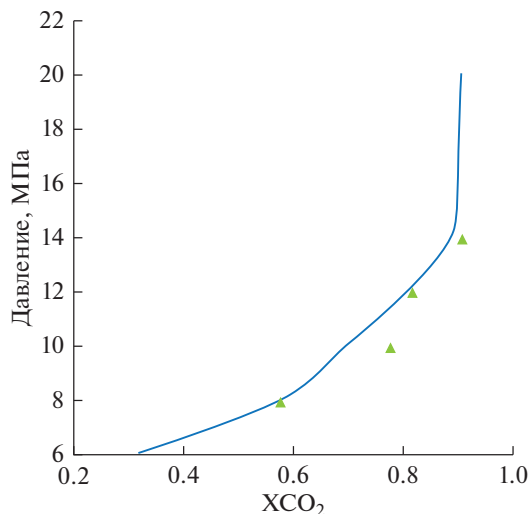


Рис. 2. Результаты измерения и расчета растворимости сверхкритического CO_2 в нефти на изотерме 313 К: точки – эксперимент; линия – расчет.

Измерения и расчет показали, что растворимость CO_2 в керосине при давлении 12 МПа при температуре 313 К достигает 0.9 доли и асимптотически стремится к значению 1.0, что говорит о том, что наблюдается полная смешимость диоксида углерода в углеводороде: при давлении выше 9.3 МПа на изотерме 313 К в системе “керосин–сверхкритический CO_2 ” наблюдается образование единой фазы с исчезновением границы раздела фаз. Значения коэффициентов вытеснения нефти сверхкритическим CO_2 из однородной модели терригенного пласта при двух значениях проницаемости пористой среды – 0.18 и 0.038 мкм² представлены на рис. 3.

Основным результатом настоящих исследований является то, что в них было выявлено отсутствие влияния значения абсолютной проницаемости пористой среды на конечное значение коэффициента вытеснения нефти (остаточную нефтенасыщенность) при температуре 313 К и

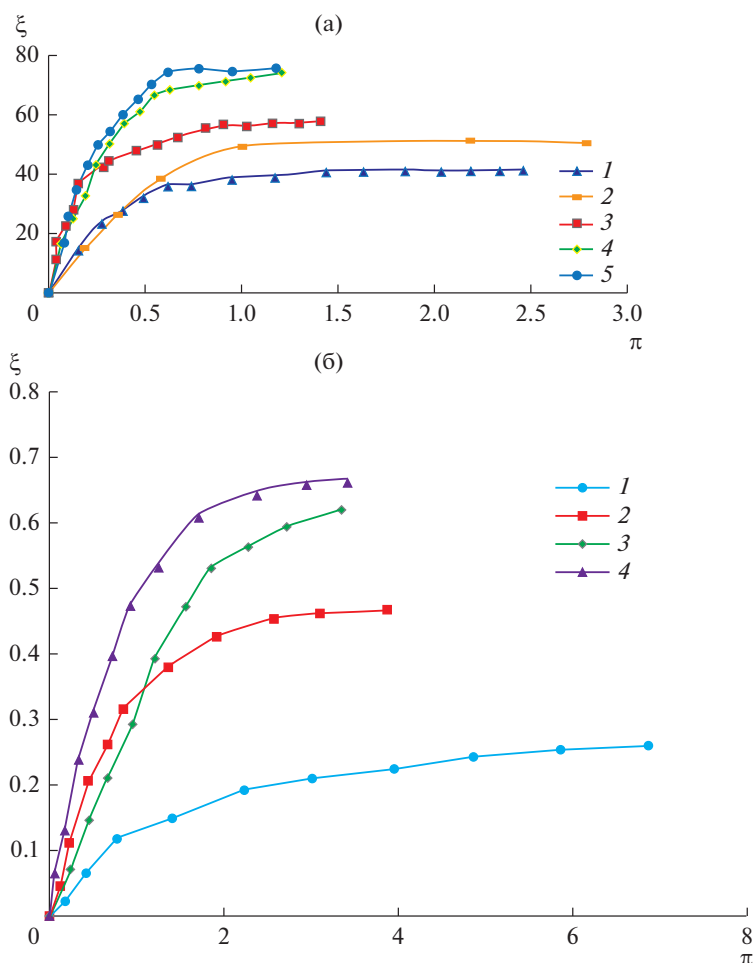


Рис. 3. Результаты исследования процесса вытеснения керосина сверхкритическим CO_2 из однородной модели терригенного пласта проницаемостью а) 0.18 и б) 0.038 мкм² на изотерме 313 К. (а) 1 – закачка CO_2 при давлении 7.5 МПа; 2 – закачка воды при давлении 16 МПа; 3 – закачка СК CO_2 при давлении 9 МПа; закачка СК CO_2 при давлении 11 МПа; закачка СК CO_2 при давлении 12 МПа. (б) 1 – закачка CO_2 при давлении 7.5 МПа; 2 – закачка СК CO_2 при давлении 9 МПа; 3 – закачка СК CO_2 при давлении 11 МПа; 4 – закачка СК CO_2 при давлении 12 МПа.

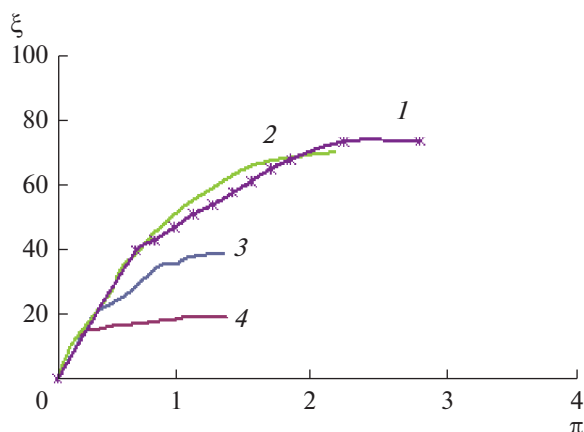


Рис. 4. Технологическая эффективность методов увеличения нефтеотдачи при температуре 313 К: 1 – заводнение 21 МПа; 2 – закачка сверхкритического CO_2 ; 3 – закачка метана 21 МПа; 4 – закачка азота 21 МПа.

давлении 11 и 12 МПа, что не характерно для вытеснения нефти углекислым газом в жидком и газовом состоянии, то есть при докритических параметрах состояния. Значения КВН сверхкритическим CO_2 были равны 72% при проницаемости 0.18 мкм^2 и 68% соответственно при проницаемости пористой среды 0.038 мкм^2 , то есть разница в значениях КВН равна 3%, что ниже погрешности проведения эксперимента (6.2%). Результаты исследований так же показали, что при снижении давления с 12 до 9 МПа, то есть на 3 МПа значение КВН снижается значительно – до 50%, а в низкопроницаемом пласте – до 45%.

Исследование кинетики процесса вытеснения нефти сверхкритическим CO_2 показало, что при увеличении давления с 9 до 12 МПа время до прорыва диоксида углерода увеличивалось примерно с 12–13 до 24 ч при проведении экспериментов на обоих значениях проницаемости. Причиной описанных выше результатов фильтрационных экспериментов является то, что переходные процессы при давлениях выше 9.3 МПа прекращаются, в пласте образуется единая фаза без границы раздела фаз, как это было выявлено в работах [18]. Образование единой фазы приводит к увеличению времени прорыва вытесняющего агента и исключению эффекта проскальзывания, характерного как для газовых, так жидких вытесняющих агентов.

Полученный результат показал, что разработку низкопроницаемых пластов следует вести в смешивающемся режиме вытеснения, а практическая значимость полученных результатов заключается в том, что получены термобарические условия, обеспечивающие смешивающийся режим вытеснения. Такой результат практически

важен еще и потому, что вторичные МУН не позволяют обеспечить высокие значения КВН даже при значительно более высоких давлениях. Для сравнения на рис. 4 представлены значения КВН водой при соответствующих термобарических условиях, и результаты исследований процесса вытеснения маловязкой модельной нефти метаном и азотом при давлении 21.4 МПа, выполненные в работе [13].

Как видно из рис. 2 и 4, значения КВН водой, метаном и азотом не превышают 40, 38 и 24% соответственно. Эти значения КВН имеют более высокие значения, чем при вытеснении маловязкой нефти углекислым газом при докритических параметрах состояния, но значительно ниже, чем при сверхкритических.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Наиболее важным научным результатом, полученным в настоящей работе, является возможность преодоления пороговых ограничений вторичных методов увеличения нефтеотдачи по проницаемости пористой среды путем проведения закачки СК CO_2 в смешивающемся режиме: значения КВН при снижении проницаемости пористой среды в 5 раз не привело к снижению КВН в пределах погрешности эксперимента. Переход системы “углеводород–сверхкритический CO_2 ” в однофазное состояние приводит к изменению кинетики процесса вытеснения нефти: время прорыва вытесняющего агента увеличивалось в 2 раза при увеличении давления в системе “углеводород–сверхкритический CO_2 ” с 9 до 12 МПа на изотерме 313 К. Выявлен механизм вытеснения маловязкой нефти из низкопроницаемой пористой среды в смешивающемся режиме который заключается в том, что при образовании однофазной области в нефтяном пласте исключается проскальзывание газовых и жидких вытесняющих агентов, характерное для вторичных методов увеличения нефтеотдачи.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Муслимов Р.Х.* Пути совершенствования моделирования процессов разведки и разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти / Р.Х. Муслимов // Материалы Международной научно – практической конференции “Моделирование геологического строения и процессов разработки – основа успешного освоения нефтяных и нефтегазовых месторождений”. Казань: Изд-во Слово, 2018. С. 508.
2. *Сургучев М.Л.* Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. М.: Недра, 1985.
3. *Domitrovic D.* Numerical Simulation of Tertiary CO_2 Injection at Ivanic’ Oil Field, Croatia / D. Domitrovic, S. Sunjerga, J. Jelic – Balta // SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, 2004. 659 p.

4. *Novosel D.* Thermodynamic Criteria and Final Results of WAG CO₂ Injection in a Pilot Project in Croatia // SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference. Bahrain, 2009. 155 p.
5. *Sahin S.* Bati Raman Field Immiscible CO₂. Application—Status Quo and Future Plans // In: SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2008. 778 p.
6. *Баллинт В.* Применение углекислого газа в добыче нефти. М.: Недра, 1977.
7. *Лысенко В.Д.* Проблемы разработки залежи нефти при газовом заводнении и чередующейся закачке воды и газа // Нефтепромышленное дело. 2007. № 2. С. 4.
8. *Трухина О.С.* Опыт применения углекислого газа для повышения нефтеотдачи пластов // Успехи современного естествознания. 2016. № 3. С. 205–209.
9. *Ибатуллин Р.Р.* Технологические процессы разработки нефтяных месторождений, Фэн АН РТ. Альметьевск, 2010 .
10. *Волков В.А.* Технологические аспекты реализации газоциклической закачки диоксида углерода для увеличения добычи высоковязких нефтей // Нефть. Газ. Новации. 2018. № 8. С. 20.
11. *Волков В.А.* Газоциклическая закачка диоксида углерода в добывающие скважины для интенсификации добычи высоковязкой нефти // Нефть. Газ. Новации. 2017. № 4. С. 62.
12. *Филенко Д.Г.* Экспериментальная установка для извлечения углеводородов из пористой среды методом сверхкритической флюидной экстракции // Оборонный комплекс — научно-техническому прогрессу России. 2012. № 1. С. 40.
13. *Лян М.* Физическое моделирование вытеснения нефти газом (растворителем) с использованием керновых моделей пласта и slim tube. Автореф. дис. ... канд. тех. наук. Москва, 2017.
14. *Телков В.П.* Определение условий смешиваемости нефти и газа в различных условиях при газовом и водогазовом воздействии на пласт // Бурение и нефть. 2012. № 12. С. 39.
15. *Хлебников В.Н.* Использование слим — моделей пласта (slim tube) для физического моделирования процессов вытеснения нефти смешивающимися агентами: Ч. 2. Оценка возможности применения стандартного фильтрационного оборудования для осуществления слим — методики // Нефтепромышленное дело 2014. № 6. С. 32 .
16. *Радаев А.В.* Экспериментальный стенд для исследования процесса вытеснения нефти из модели неоднородного нефтяного пласта с использованием сверхкритического CO₂ и оторочек сверхкритического CO₂ и воды // Вестник КГТУ им. А.Н. Туполева. 2019. № 1. С. 42.
17. *Брусиловский А.И.* Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. М.: Грааль, 2002.
18. *Ahmed A.S.* Experimental and simulation studies to evaluate the improvement of oil recovery by different modes of CO₂ injection in carbonate reservoirs Дис. ... канд. техн. наук., Texas A&M University, 2010.