

Исследование смесимости углекислого газа в нефти месторождений юго-востока Республики Татарстан с целью определения возможности его применения для методов увеличения нефтеотдачи

Юнусов И.М.¹, Тахаутдинов Р.Ш.¹, Новиков М.Г.¹, Исаев А.А.¹, Миронов Е.А.²

¹ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия, ²АО «Иделойл», Альметьевск, Россия
yunusovim@shoil.tatais.ru, isaeff-oil@yandex.ru

Аннотация

В статье представлены результаты исследований смесимости углекислого газа в нефти протвинского, бобриковского и тиманского горизонтов нефтяных месторождений юго-востока Республики Татарстан. По результатам лабораторных исследований выявлены основные зависимости вязкости нефти от давления и содержания углекислого газа в смеси, даны рекомендации для реализации непосредственных закачек углекислого газа с целью повышения нефтеотдачи пластов. В ходе проведения исследований было установлено, что оптимальными при закачке являются забойное давление, близкое к давлению насыщения нефти эксплуатируемого горизонта, и температура закачки газообразного CO₂, близкая к текущей температуре пласта.

Материалы и методы

Материалы: лабораторная установка исследований изменения вязкости пластовой нефти, состава и свойств газа сепарации, сепарированной нефти, физико-химических свойств нефти, вискозиметр, пробы нефти и попутного нефтяного газа. Методы: рекомбинация нефти с газом, метод Гепплера, смешение углекислого газа в нефти, разгазирование, исследование PVT-свойств.

Ключевые слова

смесимость углекислого газа, динамическая вязкость нефти, терригенные/карбонатные/нетрадиционные коллекторы, попутный нефтяной газ, вискозиметр, метод Гепплера

Для цитирования

Юнусов И.М., Тахаутдинов Р.Ш., Новиков М.Г., Исаев А.А., Миронов Е.А. Исследование смесимости углекислого газа в нефти месторождений юго-востока Республики Татарстан с целью определения возможности его применения для методов увеличения нефтеотдачи // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 5. С. 60–64. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-5-60-64

Поступила в редакцию: 18.08.2022

OIL PRODUCTION

UDC 622.276.41 | Original Paper

Analysis of carbon dioxide miscibility in oil from the fields of the South-East of the Republic of Tatarstan to determine the possibility of its application for enhanced oil recovery

Yunusov I.M.¹, Takhautdinov R.Sh.¹, Novikov M.G.¹, Isaev A.A.¹, Mironov E.A.²

¹“Sheshmaoil Management company” LLC, Almet'yevsk, Russia, ²“Ideloil” JSC, Almet'yevsk, Russia
yunusovim@shoil.tatais.ru, isaeff-oil@yandex.ru

Abstract

The article presents the research results on carbon dioxide miscibility in the oils of the Protvinskoye, Bobrikovskoye, and Timanskoye horizons of the oil fields in the South-East of the Republic of Tatarstan. The laboratory tests revealed the principal dependencies of oil viscosity on pressure and carbon dioxide content in the mixture; based on these results, recommendations were given to implement direct CO₂ injection to enhance oil recovery. The research has established that the bottomhole pressure close to the oil saturation pressure of the operated horizon and the injection temperature of gaseous CO₂ close to the actual reservoir temperature are optimal for injection.

Materials and methods

Materials: a laboratory installation to study changes of formation oil viscosity, the composition and properties of separated gas and separated oil, physical and chemical properties of oil, a viscometer, samples of oil and associated petroleum gas.

Methods: oil and gas recombination, Höppler principle, dissolution of carbon dioxide in oil, degassing, examination of PVT properties.

Keywords

CO₂ miscibility, dynamic viscosity of oil, terrigenous/carbonate/unconventional reservoirs, associated petroleum gas, viscometer, Höppler principle

Yunusov I.M., Takhautdinov R.Sh., Novikov M.G., Isaev A.A., Mironov E.A. Analysis of carbon dioxide miscibility in oil from the fields of the South-East of the Republic of Tatarstan to determine the possibility of its application for enhanced oil recovery. Exposition Oil Gas, 2022, issue 5, P. 60–64. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-5-60-64

Received: 18.08.2022

Введение

На сегодняшний день как в России, так и в целом в мире все большую актуальность приобретает вопрос, связанный с проблемами глобального потепления, причиной которому в том числе является рост содержания углекислого газа (CO_2) в атмосфере. Основным из наиболее важных в мировой экономике является тренд соблюдения принципов устойчивого развития. Генеральной Ассамблеей ООН в сентябре 2015 г. была принята резолюция, в которой зафиксировано 17 целей устойчивого развития — и одной из основных является борьба с изменениями климата.

Сокращение выбросов парниковых газов в течение 30 лет до европейских показателей является одной из приоритетных задач для правительства Российской Федерации. С целью снижения объема выбросов CO_2 рассматриваются различные сценарии, и одним из наиболее перспективных и технически реализуемых направлений, связанных с сокращением выбросов углекислого газа в атмосферу, становится использование технологий CCUS (carbon capture/улавливание, utilization/использование-утилизация, storage/хранение) [1].

В сложившейся ситуации перед компаниями-операторами нефтегазовых месторождений появляются два новых потенциально возможных направления развития деятельности: прямая утилизация (захоронение) CO_2 [2, 3] и использование CO_2 для методов увеличения нефтеотдачи (МУН) [4].

Утилизации CO_2 связана с закачкой побочных продуктов деятельности предприятий преимущественно металлургической, энергетической промышленности и т. д. в нецелевые горизонты лицензионных участков и месторождений нефти компаний-операторов. Реализация данных мероприятий усложняется необходимостью оценки потенциала вмещающих коллекторов, а самое главное — необходимостью проведения сложных бюрократических процедур по согласованию в государственных контролирующих и надзорных органах, что делает данное направление труднореализуемым. Второе направление, связанное с использованием CO_2 для МУН, — наиболее перспективное, в связи с возможностью применения побочных продуктов тяжелой промышленности в качестве технологий по повышению нефтеотдачи пластов. Технологический эффект от применения технологий по закачке углекислого газа обусловлен тем, что CO_2 растворяется в нефти и пластовой воде в большей степени по сравнению с другими газами. При растворении в нефти углекислый газ способствует снижению вязкости, увеличению нефти в объеме, что в свою очередь способствует вытеснению остаточной, в том числе и неподвижной, нефти. При растворении CO_2 в воде улучшается смачиваемость породы водой, что приводит к отмыву нефтяной пленки с поверхности породы, переводя ее в капельное состояние, таким образом увеличивая коэффициент вытеснения.

Обоснование проведения исследований смешимости углекислого газа в нефти

По данным на 2014 г. известно, что в мире реализуется 136 проектов по закачке углекислого газа, которые осуществляют 30 компаний-операторов. Из них 88 считаются успешными, 18 относят к перспективным проектам, 20 начаты недавно, 10 проектов не удалось реализовать эффективно.

Большая часть, а именно 128 из 136, реализуется в США. К самым молодым проектам по закачке двуокиси углерода можно отнести проекты, начатые в 2014 г. на месторождении Slaughter (Smith Igoe), которое находится в штате Техас, США, и обслуживается крупной американской нефтяной компанией Occidental. Несмотря на короткий срок, проект уже считается успешным, а прирост дебита составляет $2,65 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{скв}$. Проекты по закачке CO_2 на месторождениях Charlton 19 и Chester 16, расположенных в штате Мичиган, США, разрабатываемых компанией Core Energy, также стартовали в 2014 г. Что касается России, то в 80-х годах XX века на некоторых месторождениях Самарской области был осуществлен крупный эксперимент по закачке CO_2 в нефтяные пласты с использованием нагнетательных скважин [5]. В результате проведения опытно-технологических работ по закачке CO_2 на Радаевском (закачен наибольший объем CO_2) и Сергеевском нефтяных месторождениях установлено, что данный метод обладает достаточно высокой технологической эффективностью: за счет CO_2 дополнительно было добыто 218 тыс. т нефти (0,28 т на 1 т закачанного реагента). Несмотря на положительный экономический эффект, закачка диоксида углерода на Радаевском месторождении в конце 1989 г. была прекращена. Причиной завершения экспериментов было низкое качество строительства углекислотопровода, что привело к его аварийному состоянию и проблемам с доставкой CO_2 .

Несмотря на довольно высокую технологическую эффективность мероприятий по газовому воздействию закачкой CO_2 , данные технологии не нашли повсеместного применения по сравнению с другими МУН в силу ряда существенных геолого-технологических причин:

- слаборазвитая система улавливания и очистки побочного CO_2 на предприятиях;
- нерешенные проблемы с логистикой, вследствие особенностей PVT-свойств CO_2 ;

- малая геолого-физическая изученность флюидов и коллекторов месторождений на предмет возможности применения CO_2 для МУН [6].

Цель данной работы — исследование смешимости углекислого газа в нефти протвинского, бобриковского и тиманского горизонтов нефтяных месторождений юго-востока Республики Татарстан для определения изменения PVT-свойств нефти при термодинамическом взаимодействии с CO_2 и задания предварительных параметров проведения опытно-промышленных работ.

Смесимость — способность различных веществ (их агрегатных состояний) образовывать гомогенные системы между собой при термодинамическом взаимодействии без вступления в химическую реакцию.

В данной работе смесимость углекислого газа в нефти определялась через показатель динамической вязкости. Проведены исследования нефти следующих скважин месторождений:

- скв. № 3821 протвинский горизонт (C_1pr) Ново-Шешминское месторождение;
- скв. № 8792 бобриковский горизонт (C_1bb) Аделяковское месторождение;
- скв. № 52 тиманский (D_3tm) горизонт Заречное месторождение.

Для большей наглядности по охвату проведенных исследований покажем их в разрезе условной этажности нефтяных горизонтов юго-востока Республики Татарстан (табл. 1).

Как видно из таблицы, исследованиями охвачено 3 горизонта по 3 этажам нефтеносности. Очевидно, что все это деление условное, но, несмотря на это, охват нефтяного разреза исследованиями максимален.

Проведение лабораторных исследований

Для выполнения работ в соответствии с программой лабораторных исследований была разработана методика проведения экспериментов и сконструирована лабораторная установка, принципиальная схема которой показана на рисунке 1. Отбор проб нефти и газа для рекомбинации и дальнейших

Табл. 1. Условная этажность нефтяных горизонтов юго-востока Республики Татарстан
Tab. 1. Conditional stratification of petroleum horizons of the Tatarstan's South-East

Система	Отдел	Горизонт	Этаж	Исследования	
Каменноугольная	Средний	Каширский	5	—	
		Верейский		—	
		Башкирский ярус		—	
		Протвинский		скв. № 3821	
	Нижний	Алексинский	4	—	
		Тульский		—	
		Бобриковский		скв. № 8792	
		Турнейский ярус		—	
	Девонская	Верхний	Заволжский	3	—
			Данковский		—
Лебедянский			—		
2			Мендымский	—	
			Доманиковский	—	
			Кыновский	1	скв. № 52
Средний		Пашийски	—		
		Муллинский	—		
		Ардатовский	—		
		Воробьевский	—		

экспериментов производился в соответствии с СТО РМНТ 153-39.2-048-2003 «Отбор и исследование пластовых флюидов» [7].

Разработанная методика проведения экспериментов включает в себя рекомбинацию и проведение экспериментов без использования CO_2 и с использованием CO_2 .

Методика исследований

Рекомбинация без использования CO_2

Производится рекомбинация нефти с газом в сосуде рекомбинации объемом 3 л. Перед началом рекомбинации подсоединенную арматуру сосудов 8 и 9 при открытых вентилях 32, 33, 34, 36, 38, 44 вакуумируют посредством вакуумного насоса 12. Далее закрывают вентили 32, 34, 36, 38. Через открытые вентили 30, 31, 46, 47 посредством насоса 23, через открытые вентили 49, 50 в промежуточной емкости 21 создается давление жидкости, которое вытесняет нефть из сосуда 9 и открытые вентили 38, 34, 35, 39, 40 в сосуд рекомбинации 10 2,5 л обезвоженной нефти. Далее под давлением не менее 1 МПа в сосуд рекомбинации 10 через емкость 9 переводится избыточное (примерно на 30 %) от ожидаемого газосодержания на испытываемом объеме количество отобранного из затрубного пространства газа, аналогично описанной выше процедуре перевода нефти в сосуд рекомбинации 10. После этого сосуд рекомбинации 10 термостатируется при помощи терморубашки 11 и термостата до пластовой температуры в течение 2 часов. При помощи насоса высокого давления 23 через открытые вентили 37, 45, 46, 49, 50 в сосуде рекомбинации 10 создается давление, равное пластовому, после закрывают вентиль 37. При пластовых условиях смесь нефти и газа тщательно перемешивается в течение 3 часов покачиванием сосуда рекомбинации 10. Далее давление в сосуде рекомбинации 10 медленно снижается до ожидаемого давления насыщения при перемешивании укачиванием. Выделившийся при этом газ отводится из сосуда рекомбинации через вентиль 39, полученная рекомбинированная проба перемешивается укачиванием до стабилизации показаний манометра 4, и давление в сосуде рекомбинации 10 снова поднимается до пластового.

Проведение экспериментов без использования CO_2

Перед началом перевода пробы в сосуд PVT 14 при открытых вентилях 41, 42, 43, 44, 51 система вакуумируется через вакуумный насос 12. Далее закрывают вентиль 44. Рекомбинированная проба из сосуда рекомбинации 10 через открытые вентили 39, 40, 41, 42, 43, 51 при сохранении пластового давления, путем поддержания его насосом высокого давления 23 через открытые вентили 37, 45, 46, 49, 50, в количестве 250 мл переводится в сосуд равновесия PVT 14, после окончания перевода, определенного по стабилизации показаний манометра 4 и 6, вентили 39 и 51 закрываются. Проба термостатируется при пластовой температуре. При пластовых давлениях и температуре часть пробы из сосуда PVT 14 через открытые вентили 51, 52, 54, 59 переводится в вискозиметр высокого давления 18 (давление поддерживают через измерительный пресс 20), где замеряется время качения шарика в трубке, вычисляется значение динамической вязкости по формуле 1 [8, 9], т.е. методом Гепплера.

$$\mu = \tau(\rho_{ш} - \rho_{ж})K, \quad (1)$$

где μ — динамическая вязкость, мПа·с; τ — время качения шарика, с; $\rho_{ш}$ — плотность шарика, г/см³; $\rho_{ж}$ — плотность исследуемой жидкости, г/см³; K — постоянная вискозиметра.

Постоянная вискозиметра K зависит от размеров трубки и шарика и от угла наклона вискозиметра. Она определяется калибровкой вискозиметра жидкостями известной вязкости. Калибровка производится при атмосферном давлении. Для этого трубка вискозиметра заполняется эталонной жидкостью и определяется время качения шарика t внутри трубки от одного конца до другого, которое фиксируется электронным секундомером. Исходя из вышеуказанной формулы 1 получаем:

$$K = \frac{\mu}{\tau(\rho_{ш} - \rho_{ж})}. \quad (2)$$

Далее давление в сосуде PVT 14 через измерительный пресс 20 снижается до величины давления насыщения и вновь замеряется объем пробы по шкале измерительного пресса 20. После этого давление в сосуде PVT 14 вновь поднимается до пластового, проба термостатируется при температуре на 5 °С ниже пластовой и эксперимент по измерению объема пробы и значения вязкости повторяется при пластовом давлении и давлении насыщения. После этого в сосуде

PVT 14 вновь создаются пластовые условия. Замеряется газовый фактор при однократном разгазировании. Для этого при открытых вентилях 51, 52, 54, 56, 57 небольшая часть нефтегазовой смеси выпускается в сепаратор 17, при этом газ поступает через открытый вентиль 56 в газометр 16, замеряется объем выделившегося газа, вес выпущенной нефти, после измеряется газосодержание. Газосодержание при однократном разгазировании вычисляется по формуле 3:

$$G_T = \frac{V_G^1}{m_H}, \quad (3)$$

где V_G^1 — объем выделившегося газа, приведенный к стандартным условиям (температура — 20 °С, атмосферное давление 0,1013 МПа), см³.

Объем выделившегося газа в см³, приведенный к стандартным условиям, вычисляют по формуле 4:

$$V_G^1 = V_G A, \quad (4)$$

где V_G — объем выделившегося газа при температуре окружающей среды, см³; A — коэффициент приведения объема газа к стандартным условиям.

Объем выделившегося газа в см³ при температуре окружающей среды вычисляют по формуле 5:

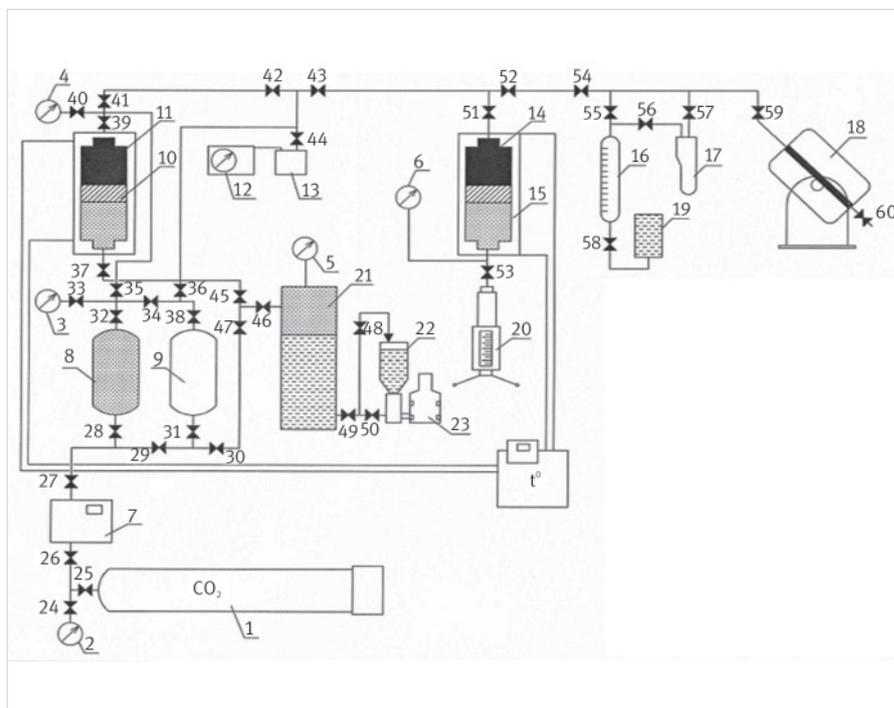


Рис. 1. Принципиальная схема установки по исследованию влияния CO_2 на реологические и физико-химические свойства пластовых нефтей: 1 — баллон CO_2 , 2–6 — манометры, 7 — счетчик газа, 8 — емкость мерная, 9 — пробоотборник нефть (газ), 10 — ячейка рекомбинированная, 11 — терморубашка, 12 — вакуумный насос, 13 — ловушка жидкостная, 14 — сосуд PVT, 15 — терморубашка, 16 — газометр, 17 — сепаратор, 18 — вискозиметр, 19 — емкость напорная, 20 — пресс измерительный, 21 — промежуточная емкость, 22 — емкость маслонасоса, 23 — насос высокого давления, 24–60 — вентиль запорный

Fig. 1. Circuit diagram of the installation for examining the effect of CO_2 on the rheological and physical and chemical properties of crude oils: 1 — CO_2 cylinder, 2–6 — manometers, 7 — gas meter, 8 — measuring vessel, 9 — oil (gas) sampler, 10 — recombination cell, 11 — thermal membrane, 12 — vacuum pump, 13 — fluid trap, 14 — PVT vessel, 15 — thermal membrane, 16 — gas meter, 17 — separator, 18 — viscometer, 19 — pressure vessel, 20 — measuring press, 21 — intermediate vessel, 22 — oil pump container, 23 — high pressure pump, 24–60 — shut-off valve

$$V_{\Gamma} = V_{\Pi\Pi} + V_{TP} + V_{C}, \quad (5)$$

где $V_{\Pi\Pi}$ — объем выделившегося газа, измеренный в газовой пипетке, см³; V_{TP} — объем соединительных трубок, см³; V_{C} — объем сепаратора, см³.

Коэффициент A для каждого опыта вычисляются по формуле 6:

$$A = 0,3857 \frac{P_{\text{БАР}} - Q}{27316 + t_{OC}}, \quad (6)$$

где $P_{\text{БАР}}$ — атмосферное давление, мм. рт. ст.; Затем проба разгазироваляется и фиксируется объем нефти после разгазирования по шкале измерительного пресса 20.

Вычисляется объемный коэффициент по формуле 7:

$$\epsilon = \frac{V_{\text{плнт}}}{V_{H}}, \quad (7)$$

где V_{H} — объем сепарированной нефти при нормальных условиях (температуре 20 °С и давлении 0,1013 МПа), см³; $V_{\text{плнт}}$ — объем пробы при пластовом давлении и заданной температуре, см³.

Объем сепарированной нефти в см³ вычисляются по формуле 8:

$$V_{H} = \frac{m_{H}}{\rho_{H}}, \quad (8)$$

где m_{H} — масса сепарированной нефти, г; ρ_{H} — плотность сепарированной нефти при нормальных условиях (температуре 20 °С и давлении 0,1013 МПа), г/см³.

Массу сепарированной нефти в граммах вычисляются по формуле 9:

$$m_{H} = m_{2} - m_{1}, \quad (9)$$

где m_{2} — масса сепаратора с нефтью, г; m_{1} — масса пустого сепаратора, г.

Определяются состав и плотность пробы выделившегося при однократном разгазировании газа. Плотность пластовой нефти определяется по формуле 10:

$$\rho_{\text{плнт}} = \frac{m_{H} + \rho_{\Gamma} \cdot V_{\Gamma}^1}{V_{\text{плнт}}} \cdot 1000, \quad (10)$$

где ρ_{Γ} — плотность выделившегося газа, измеренная при определении состава газа хроматографическим методом при нормальных условиях, кг/м³.

Определяются физико-химические свойства сепарированной нефти.

Рекомбинация и проведение экспериментов с использованием CO₂

Для рекомбинации с CO₂ используются баллоны с углекислым газом с чистотой не менее 99,5 %. Вакуумируют систему через открытые вентили 32, 33, 34, 35, 36, 44 вакуумным насосом 12. Закрывают вентили 32, 34, 36, 44. В полученную рекомбинированную пробу из баллона 1 через открытые вентили 24, 25, 26, 27, 28 в мерную

емкость 8 через счетчик газа 7 вводится углекислый газ из расчета 0,5 м³/т. После закрывают вентили 24, 25, 26, 27, 28. Через открытые вентили 32, 33, 35, 39, 40 переводят CO₂ в рекомбинационный сосуд 10. После закрывают вентили 32, 35, 39. Смесь тщательно перемешивается укачиванием при пластовых условиях до стабилизации давления, которое контролируется присоединенным манометром 4, и термостатируется терморубашкой 11 при помощи термостата. Часть полученной пробы (250 мл) переводится в сосуд равновесия, и повторяются эксперименты аналогично экспериментам без использования CO₂ при условиях согласно программам (протоколов) лабораторных исследований с последующими замерами вязкости смеси.

Итоги

Проведенные исследования смесимости углекислого газа в нефтях протвинского, бобриковского и тиманского горизонтов месторождений юго-востока Республики Татарстан показывают общую сходимость ее параметров, похожих по физико-химическим свойствам нефтей различных горизонтов и этажей нефтеносности, а также помогают определить необходимые условия проведения технологий. Наибольший эффект по смесимости достигается на высоковязких нефтях, где процессы деасфальтенизации минимальны. Но необходимо понимать, что проведенные исследования не учитывают таких возможных осложнений в коллекторе при закачках, как прорыв газа, неполная смесимость, гравитационная сегрегация и образование газовых «вязких» пальцев с контуром деасфальтенизации [10, 11]. Реализация данных параметров при проведении непосредственных закачек требует особого подхода, не допускает шаблонного (один в один) переноса на реальные полевые условия.

Выводы:

- Разработана методика проведения экспериментов; сконструирована лабораторная установка исследований изменения вязкости пластовой нефти, состава и свойств газа сепарации, сепарированной нефти, физико-химических свойств нефти.
- Проведен комплекс лабораторных исследований по определению влияния углекислого газа нефти на реологические и физико-химические свойства пластовых нефтей протвинского, бобриковского и тиманского горизонтов юго-востока Республики Татарстан.
- Оптимальным давлением при закачке CO₂ является забойное давление, близкое к давлению насыщения нефти горизонта, на котором производится обработка.
- Оптимальной температурой закачки CO₂ является температура разжиженного газа, близкая к реальной пластовой температуре горизонта, на котором производится обработка.

Список литературы

1. Кожин В.Н., Коновалов В.В., Губа А.С., Бодоговский С.В., Кравец М.З., Дядечко О.О. Оценка потенциала утилизации углекислого газа на нефтяных месторождениях Оренбургской области // Нефтепромышленное дело. 2020. № 8. С. 43–49.

- Liu H.J., WereP, Li Q., Gou Y., Hou Z. Worldwide Status of CCUS Technologies and Their Development and Challenges. China Hindawi Geofluids. 2017. 25 p. (In Eng).
- Новиков Д.А., Дульцев Ф.Ф., Юрчик И.И., Садыкова Я.В., Деркачев А.С., Черных А.В., Максимова А.А., Головин С.В., Главнов Н.Г., Жуковская Е.А. Региональный прогноз перспектив захоронения углекислого газа на территории Российской Федерации // Нефтяное хозяйство. 2022. № 3. С. 36–42.
- Wang K., Wang G., Chunjing L. Research progress in carbon dioxide storage and enhanced oil recovery. IOP Conference Series Earth and Environmental Science 113(1). (In Eng).
- Афанасьев С.В., Волков А.В., Прохоров П.Э., Турапин А.Н. «Зеленые» технологии в нетегазодобыче // Инновации и «зеленые» технологии: Региональная научно-практическая конференция. Самара, 29 ноября 2017. 2018. С. 102–110.
- Трухина О.С., Синцов И.А. Опыт применения углекислого газа для повышения нефтеотдачи пластов // Успехи современного естествознания. 2016. № 3. С. 205–209.
- Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей. СТ 153-39.2-048-2003. Москва, 2003.
- Isaev A.A., Takhautdinov R.Sh., Malykhin V.I., Sharifullin A.A. Development of novel methods and devices for measuring the total gas-oil ratio, oil and water production rates and fluid viscosity. SPE Annual Caspian Technical Conference held in Baku, Azerbaijan, 16–18 October 2019. SPE-198421-MS. (In Eng).
- Исаев А.А., Тахаутдинов Р.Ш., Малихин В.И., Шарифуллин А.А. Опыт применения нового вискозиметра для измерения вязкости продукции нефтяной скважины в промысловых условиях // Экспозиция нефть и газ. 2019. № 5. С. 37–40.
- Дополнение к технологической схеме разработки Заречного месторождения Республики Татарстан. Протокол заседания ЦКР Роснедр по УВС № 7114 от 13.12.2017. Москва.
- Отчет по договору № ГХ/РНЦ-2022 «Монтаж установки, проведение работ по отбору проб и определению прогнозной эффективности технологии закачки углекислого газа». Бугульма, 2022.

Results

- A technique for running the experiments has been elaborated, and the laboratory installation has been designed to examine changes in crude oil viscosity, composition and properties of separated gas and oil, physical and chemical properties of crude oil.
- A series of laboratory tests have been carried out to determine the effect of carbon dioxide in oil on the rheological and physical and chemical properties of crude oils of the Protvinskoye, Bobrikovskoye, and Timanskoye horizons of the South-East part of the Republic of Tatarstan.
- The best pressure for CO₂ injection is the downhole pressure close to the saturation pressure of the oil reservoir undergoing a treatment.
- The best temperature for CO₂ injection is the temperature of the liquefied gas, which is close to the actual temperature of the reservoir undergoing a treatment.

Conclusions

The studies of carbon dioxide miscibility in the oils of Protvinskoye, Bobrikovskoye and Timanskoye horizons of the south-eastern fields of the Republic of Tatarstan demonstrate the general convergence of its parameters of similar physical and chemical properties of oils from various horizons and oil-bearing layers, and also help determine the required conditions for the implementation of the technology. The greatest miscibility effect occurs with high-viscosity oils, where deasphalting processes are at their lowest. However, it is necessary to be aware that the performed studies neglect some possible complications in the reservoir during injection such as gas breakthrough, incomplete miscibility, gravity segregation, and viscous fingering of gas with deasphalting outline [10, 11]. Implementation of these settings when performing on-site injections demands a special approach, that would avoid a templated (one-to-one) porting to the actual field conditions.

References

1. Kozhin V.N., Kononov V.V., Guba A.S., Bodogovsky S.V., Kravets M.Z., Dyadchko O.O. Estimation of the utilization potential of carbon dioxide at Orenburg region oil fields. *Oilfield Engineering*, 2020, issue 8, P. 43–49. (In Russ).
2. Liu H.J., Were P., Li Q., Gou Y., Hou Z. Worldwide Status of CCUS Technologies and Their Development and Challenges. *China Hindawi Geofluids*. 2017. 25 p. (In Eng).
3. Novikov D.A., Dultsev F.F., Yurchik I.I., Sadykova Ya.V., Derkachev A.S., Chernykh A.V., Maksimova A.A., Golovin S.V., Glavnov N.G., Zhukovskaya E.A. Regional forecast of the outlooks for underground disposal of carbon dioxide at the territory of the Russian Federation. *Oilfield Engineering*, 2022, issue 3, P. 36–42. (In Russ).
4. Wang K., Wang G., Chunjing L. Research progress in carbon dioxide storage and enhanced oil recovery. *IOP Conference Series Earth and Environmental Science* 113(1). (In Eng).
5. Afanasyev S.V., Volkov A.V., Prokhorov P.E., Turapin A.N. “Green” technologies in the field of oil and gas recovery. *Innovations and “green” technologies. Regional scientific and practical conference (Samara, November 29, 2017)*, 2018, P. 102–110. (In Russ).
6. Trukhina O.S., Sintsov I.A. Experience of carbone dioxide usage for enhanced oil recovery, *Advances in current natural sciences*, 2016, issue 3, P. 205–209. (In Russ).
7. Oil. Routine studies of reservoir fluids and separated oils. *OST (Industry Standard) 153-39.2-048-2003*. Moscow, 2003. (In Russ).
8. Isaev A.A., Takhautdinov R.Sh., Malykhin V.I., Sharifullin A.A. Development of novel methods and devices for measuring the total gas-oil ratio, oil and water production rates and fluid viscosity. *SPE Annual Caspian Technical Conference held in Baku, Azerbaijan, 16–18 October 2019*, SPE-198421-MS. (In Eng).
9. Isaev A.A., Takhautdinov R.Sh., Malykhin V.I., Sharifullin A.A. Field methods of land seismic prospecting and marine vibrator, *Exposition Oil Gas 2019*, issue 5, P. 37–40. (In Russ).
10. Addendum to the Management Plan for the Zarechnoye oilfield of the Republic of Tatarstan. Decision № 7114 dated 13.12.2017 by the Central Committee for Approval of Technical Project Plans to Explore Hydrocarbon Deposits of the Federal Agency for Mineral Resources, Moscow. (In Russ).
11. Report under the contract № GK/RNTs-2022 “Assembling the unit, taking samples and forecasting the efficiency of carbon dioxide injection technology”. Bugulma, 2022. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Юнусов Ирек Мияссарович, ведущий геолог отдела разработки месторождений ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия
Для контактов: yunusovim@shoil.tatais.ru

Тахаутдинов Рустем Шафагатович, генеральный директор
 ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия

Новиков Максим Геннадьевич, заместитель генерального директора, главный геолог
 ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия

Исаев Анатолий Андреевич, к.т.н., ведущий инженер отдела инноваций и экспертизы
 ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия
Для контактов: isaeff-oil@yandex.ru

Миронов Евгений Анатольевич, ведущий геолог
 АО «Иделойл», Альметьевск, Россия

Yunusov Irek Miyassarovich, lead geologist at the field development department, “Sheshmaoil Management company” LLC, Almeteyevsk, Russia
Corresponding author: yunusovim@shoil.tatais.ru

Takhautdinov Rustem Shafagatovich, general director,
 “Sheshmaoil Management company” LLC, Almeteyevsk, Russia

Novikov Maxim Gennadievich, deputy general director, chief geologist,
 “Sheshmaoil Management company” LLC, Almeteyevsk, Russia

Isaev Anatoliy Andreevich, ph.d. in engineering sciences, lead engineer at the department for innovations and examination, “Sheshmaoil Management company” LLC, Almeteyevsk, Russia
Corresponding author: isaeff-oil@yandex.ru

Mironov Evgeny Anatolyevich, lead geologist, “Ideloi” JSC, Almeteyevsk, Russia