

УДК 621.6+665.61+65.011.4+65.011.4

НОВЫЙ КОМПЛЕКСНЫЙ РЕАГЕНТ ДЛЯ СНИЖЕНИЯ ВЯЗКОСТИ СВЕРХТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ С АНОМАЛЬНО ВЫСОКИМ КИСЛОТНЫМ ЧИСЛОМ ПРИ ХОЛОДНОМ СПОСОБЕ ДОБЫЧИ

© 2020 г. Hao Chen^{1,2,*}, Xiong Shen², Jiayi Yu³, Shenglai Yang¹

¹State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, Beijing, 102249 P.R. China

²College of Safe and Off-shore Engineering, China University of Petroleum, Beijing, 102249 P.R. China

³Research Institute of Exploration and Development, Tuha Oilfield company, PetroChina, Hami, Xinjiang, 839009 P.R. China

*E-mail: chenhao@cup.edu.cn

Поступила в редакцию 19.08.2019 г.

После доработки 07.09.2019 г.

Принята к публикации 12.05.2020 г.

В данной работе нами предложен новый комплексный реагент для снижения вязкости нефти, названный CSY-1, примененный для эффективной разработки сверхтяжелой нефти скважины M7 месторождения Santanghu в Китае, добываемой “холодным” способом. Дисперсионные и эмульгирующие характеристики реагента обеспечиваются синергетическим эффектом составляющих частей реагента. Оптимальная формула CSY-1 (0.5% октилфенилполиоксиэтиленового эфира, или OP-10; 1.8% додецилбензолсульфоната натрия (SDBS); 0.1% полиэтиленсорбитанмоноолеата, или Tween 80; 1% NaOH (или Na₂CO₃)) была установлена на основании результатов экспериментов, выполненных методом ортогонального планирования с учетом экономической оценки. Реологические характеристики тяжелой нефти после добавления CSY-1 существенно отличались от первоначальных. Таким образом может быть получена эмульсия “нефть в воде” с очень низкой вязкостью; при этом степень снижения вязкости может превышать 99%. Результаты моделирования показали, что при использовании данного реагента добыча нефти с одной скважины может быть увеличена с 3.74 до 8.12 т/сут.

Ключевые слова: реагент для снижения вязкости, сверхтяжелая нефть, низкая стоимость, высокое кислотное число

DOI: 10.31857/S0028242120050056

Скважина M7 месторождения Santanghu в Китае является месторождением сверхтяжелой нефти с аномально высоким кислотным числом, добываемой “холодным” способом. Для увеличения нефтеотдачи после гидроразрыва пласта проводят закачку воды в сочетании с многократной температурной обработкой, диспергированием нефти и закачкой азота. Однако полевые исследования показали, что эффект от этой стимуляции мал или отсутствует. В качестве альтернативного способа предлагается снижение вязкости за счет эмульгирования. При взаимодействии с поверхностно-активными веществами (ПАВ) тяжелая нефть диспергируется в непрерывном потоке воды и образует эмульсию типа “нефть в воде” (Н/В) с гораздо меньшей вязкостью [1, 2].

Следует отметить, что существуют различные реагенты для снижения вязкости, и они избирательны по отношению к сырую. При этом должна контролироваться стабильность эмульсии. Высокая стабильность эмульсии требуется для поддер-

жания более низкого сопротивления течению в процессах добычи и транспортировки. В то же время в сепараторе эмульсия должна быстро разделяться [3]. Ввиду различий в составе нефти и пластовых условий, для выбора наиболее подходящего ПАВ и оптимизации его состава необходимо провести скрининг.

Ding B. с соавт. [4] пришли к выводу, что уменьшение поверхностного натяжения и образование эмульсии являются двумя главными способами снижения вязкости. В качестве двух эффективных агентов для снижения поверхностного натяжения и образования эмульсии Н/В широко используют ПАВ и щелочи. Синергетический эффект между анионными и неионогенными ПАВ может способствовать снижению вязкости и стабилизации эмульсии Н/В. Было установлено, что щелочь играет большую роль в снижении поверхностного натяжения за счет химических реакций с омыляемыми компонентами сырой нефти и образованием так называемого “мыла” *in situ*. Таким обра-

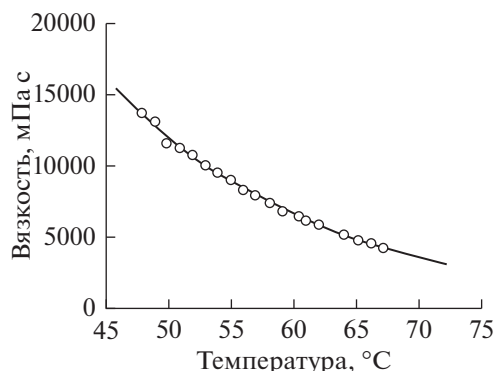


Рис. 1. Зависимость вязкости образца нефти от температуры.

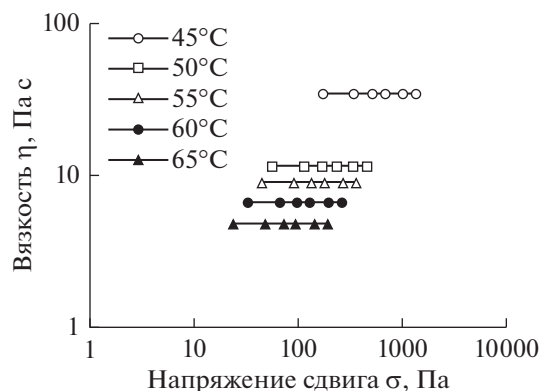


Рис. 2. Зависимость вязкости образца нефти от напряжения сдвига.

зом, для синергетического уменьшения поверхностного натяжения на границе раздела Н/В и облегчения эмульгирования нефти, лучше сочетать использование как ПАВ, так и щелочи [5–7]. James J. [8] обобщил функции щелочи, которые включают снижение адсорбционной емкости ПАВ, образование “мыла” *in situ* и защиту ПАВ от реакций с двух- и трехвалентными ионами металлов. Использование ПАВ способствует снижению поверхностного натяжения на границе Н/В, щелочь омыляет нефтяные кислоты, что приводит к повышению растворимости в воде и более низкому поверхностному натяжению [9]. Существует синергетический эффект, благодаря которому их совместное использование способствует снижению поверхностного натяжения на границе Н/В до ультранизких значений [10]. В дополнение к этому, добавление щелочи может увеличить эмульгирующую способность данной смеси. Затем добываемая нефть может быть легко диспергирована в виде маленьких капель, которые могут уноситься водной фазой. Таким образом, эффективность извлечения углеводородов (УВ) из породы может быть значительно увеличена [11].

В данной работе для поиска и разработки недорогого реагента для снижения вязкости, подходящего для пластовых условий скважины М7, проведен скрининг, основанный на конкретных характеристиках пласта и свойствах нефти, что позволило оптимизировать состав реагента. Представлено методичное исследование основных характеристик реагента для снижения вязкости, включая его дисперсионные и эмульгирующие свойства, а также реологические характеристики эмульсий, образованных с тяжелой нефтью. Эффективная вязкость образовавшейся эмульсии связана со значением гидрофильно-липофильного баланса реагента и содержанием воды в эмульсии [12–14]. Для предварительного скрининга первоначально выбран один из трех общепринятых реагентов. Для измерения степени пониже-

ния вязкости (СПВ) и установления синергетического эффекта с NaOH исследовали вязкостные свойства. Дополнительно была проведена экономическая оценка. В итоге был разработан новый композитный реагент для снижения вязкости, названный CSY-1. На основании эксперимента, выполненного методом ортогонального планирования, оптимизирован состав реагента, включающего OP-10, Tween 80, SDBS и NaOH. Принимая во внимание контроль затрат и высокое значение кислотного числа нефти, проведено численное моделирование прироста добычи нефти для оптимизации соотношения более дорого OP-10 и более дешевого NaOH. В результате получены данные о степени понижения вязкости, оптимальном интервале обводненности, приросте добычи нефти с одной скважины и составлен прогноз экономической эффективности для описания результатов пилотных испытаний использования CSY-1 на целевом месторождении.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

Материалы. Сырье. Сверхтяжелая нефть была получена с месторождения Santanghu (Xinjiang, China). Предварительно обезвоженная нефть содержала следовые количества воды (0.6 мас. %). Состав тяжелой нефти следующий (%): содержание насыщенных УВ – 39.19, ароматических – 23.27, смол – 24.28 и асфальтенов – 6.11 (суммарно 92.85 мас. %). Вязкость и плотность нефти составляли 11600 мПа·с (при 50°C) и 0.95 г/см³ (при 20°C) соответственно. Значение кислотного числа тяжелой нефти составляет 3.7 мг КОН/г. На рис. 1 показана зависимость вязкости образца от температуры. Согласно рис. 2, тяжелая нефть ведет себя как ньютоновская жидкость [12, 15, 16].

Поверхностно-активные вещества. Реагент для снижения вязкости BSF-2 является коммерчески доступным, с его помощью может быть образована относительно стабильная эмульсия Н/В.

Реагент для снижения вязкости CSY-1. В качестве компонентов водорастворимого реагента для снижения вязкости были взяты коммерчески доступный неионогенный ПАВ ОП-10, анионный ПАВ SDBS, Tween 80 и щелочь NaOH или Na₂CO₃.

Растворы готовили с использованием минерализованной пластовой воды, которая была добыта из скважины М707Н и отфильтрована. Вязкость раствора после добавления разнообразных ПАВ и щелочей к пластовой воде характеризовалась малыми значениями (0.8~6 мПа с).

Синтез композитного реагента для снижения вязкости CSY-1. Первоначально определенное количество NaOH поместили в 9 стаканов и залили 150 мл пластовой воды. После того, как весь NaOH растворился, добавили определенное количество SDBS. Затем раствор перемешивали до полного смешения со скоростью 300 об./мин при 60°C. После того, как весь SDBS равномерно растворился, к раствору с помощью пипетки по капле добавляли заданные количества ОП-10 и Tween 80. Затем раствор еще раз перемешивали до полного смешения (образования гомогенного раствора без какого-либо осадка) и охлаждали до комнатной температуры. Образовавшийся белый раствор является композитным реагентом для снижения вязкости CSY-1.

Экспериментальное оборудование. В исследовании были использованы ротационный вискозиметр DV-III (BROOKFIELD US Ltd.), водяная баня с электронным контролем температуры (Changzhou Jintan You Lian Instrument Research Institute, CHINA), измеритель контактного угла и тензиометр OCA-20 (Dataphysics, Germany), аналитические весы (METTLER TOLEDO) и регулируемый электрический миксер.

Исследование снижения вязкости. Образцы эмульсии “вода/нефть” были приготовлены с 11 различными значениями степени обводнения (0, 10, 20, 25, 30, 40, 50, 60, 70, 80 и 90%); вязкость данных эмульсий была измерена при различных скоростях сдвига и температурах (45, 50, 55, 60 и 65°C).

Стоимость реагентов. Основные компоненты как реагента BSF-2, так и реагента CSY-1, закупают у различных компаний. Стоимость BSF-2, ОП-10, Tween 80, SDBS, NaOH и Na₂CO₃ составляет 21000, 8500, 9500, 920, 2000 и 1700 юань/т соответственно.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

Исследование коммерческого реагента для снижения вязкости BSF-2. Согласно полученным результатам, BSF-2 совместим с минерализованной пластовой водой, может образовывать стабильные и гомогенные растворы. Поверхностное натяжение между реагентом для снижения вязкости и

Таблица 1. Результаты эксперимента по исследованию BSF-2 в присутствии и отсутствии NaOH

№	BSF-2, %	NaOH, %	Вязкость, мПа с	СПВ, %
1	1	0	500	95.69
2	1	1	110	99.05
3	3	0	405	96.51
4	3	1	50	99.57

нефтью ниже 0.076 мН/м при концентрации раствора выше 0.2 мас. %. Образованная эмульсия Н/В почти не прилипает к стеклянной стенке, что свидетельствует об образовании водяной пленки и значительном снижении гидродинамического сопротивления потока.

В табл. 1 приведены результаты исследования BSF-2 в присутствии и в отсутствие NaOH по ортогональной схеме. При соотношении нефть : вода 7 : 3, скорости сдвига 30 с⁻¹ и концентрации BSF-2 1%, степень понижения вязкости (СПВ) составляет 95.69% при 50°C. Это значение не соответствует стандарту Enterprise Standard of China Petrochemical Corporation (Q/SH 0055-2007). Для того чтобы увеличить СПВ, добавляют NaOH, что вследствие высокого значения кислотного числа нефти приводит к появлению синергетического эффекта. Щелочь NaOH играет главную роль в снижении вязкости. При добавлении 1% щелочи может быть достигнута степень снижения вязкости свыше 99%.

Изучение состава нового реагента для снижения вязкости CSY-1. Оценка основных компонентов. В табл. 2 представлены результаты экспериментального исследования CSY-1. Подобно предыдущему, оно показало, что NaOH играет главную роль среди четырех основных компонентов. С точки зрения наибольшей активности в снижении вязкости был определен предварительный состав реагента: 0.8% ОП-10, 2% SDBS, 0.1% Tween 80 и 0.5% NaOH. При этом оптимальная СПВ может достигать 99.85%. Также было измерено межфазное натяжение между раствором CSY-1 и нефтью. Наименьшее значение поверхностного натяжения (0.006 мН/м) было получено для состава № 8 (см. табл. 2).

На основании выбранного состава реагента и результатов экспериментов был сделан вывод, что между полярными группами CSY-1 и молекулами асфальтенов образуются сильные водородные связи. В результате этого предотвращается агрегация асфальтенов. В тот момент, когда в систему добавляют додецилбензолсульфат натрия (SDBS), максимальная сила трения капелл нефти, образующихся при разрыве изолированных молекул асфальтенов, значительно снижается. Иначе говоря, стерический фактор (длина цепи) в компонентах реагента может предотвращать агрегацию

Таблица 2. Результаты экспериментов по исследованию CSY-1

№	OP-10, %	SDBS, %	Tween 80, %	NaOH, %	μ , мПа с	СПВ, %
1	0.50	0.50	0.10	0.05	240.0	97.93
2	0.50	1.00	0.30	0.10	770.0	93.36
3	0.50	2.00	0.50	0.50	75.0	99.35
4	0.80	0.50	0.30	0.50	207.5	98.21
5	0.80	1.00	0.50	0.05	265.0	97.72
6	0.80	2.00	0.10	0.10	262.5	97.74
7	1.00	0.50	0.50	0.10	430.0	96.29
8	1.00	1.00	0.10	0.50	17.0	99.85
9	1.00	2.00	0.30	0.05	320.0	97.24

молекул асфальтенов. Таким образом, за счет изоляции асфальтенов может быть значительно снижено внутреннее трение в нефти.

Оптимизация состава CSY-1. Для того чтобы уменьшить стоимость CSY-1, целесообразно снизить концентрацию OP-10, сохраняя при этом необходимую СПВ. Как видно на рис. 3, при увеличении концентрации OP-10 в растворе до 0.3% СПВ резко возрастает до значений выше 97%. Однако дальнейшее увеличение OP-10 не оказывает заметного влияния на снижение вязкости. Таким образом, для компенсации снижения концентрации OP-10, SDBS и Tween 80, концентрацию дешевого NaOH ввиду высокого значения кислотного числа нефти увеличили до 1%. Согласно полученным результатам, при снижении концентрации дорогостоящего OP-10 СПВ по-прежнему может достигать 99.44%.

Оценка стоимости CSY-1. Стоимость тонны закачиваемой в пласт воды определяется как стоимость реагента для снижения вязкости в 1 т раствора. Стоимость прироста добычи нефти опре-

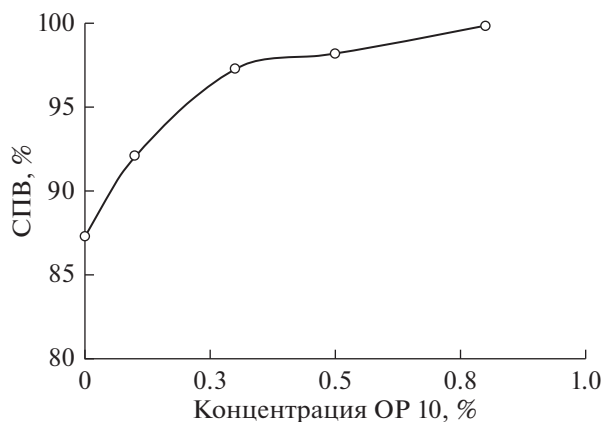


Рис. 3. Зависимость степени понижения вязкости (СПВ) от концентрации OP-10 при 50°C.

деляется как отношение стоимости реагента для снижения вязкости к стоимости каждой дополнительной тонны нефти. На месторождении было реализовано два цикла закачки воды, которые не обеспечили должной производительности. Поэтому были смоделированы три цикла закачки воды, содержащей CSY-1. В табл. 3 показаны средняя дневная добыча, стоимость тонны воды и стоимость прироста добычи нефти.

Следует отметить, что в тех случаях, когда СПВ не меняется, в качестве базового критерия выбиралась минимальная цена. Средняя добыча оценивалась по трем циклам закачки воды с CSY-1. Общий объем использованного реагента для снижения вязкости равен 30000 м².

На рис. 4 показаны полученные взаимосвязи между СПВ, средним приростом добычи нефти, стоимостью тонны воды и средней стоимостью прироста добычи нефти. С ростом СПВ средний прирост добычи нефти и стоимость тонны воды сначала медленно, а затем резко увеличиваются. Это значит, что стоимость прироста добычи нефти увеличивается при СПВ ниже, чем 70%, затем остается неизменной вплоть до СПВ равной 98%, и наконец, значительно возрастает, но не превышая при этом 550 юаней/т. В итоге, при СПВ равной 99.44%, удается получить не только хорошие результаты по снижению вязкости, а также сохранить стоимость прироста добычи нефти на относительно низком значении. Оптимальный состав CSY-1 – 0.5% OP-10, 1.8% SDBS, 0.1% Tween 80 и 1% NaOH.

Принимая во внимание достигнутое значение СПВ, стоимость тонны воды и прироста добычи нефти, был выбран окончательный состав CSY-1 для скважины М7: 0.5% OP, 1.8% SDBS, 0.1% Tween 80 и 1% NaOH. Стоимость тонны воды при этом не превышает 90 юань/т, а стоимость CSY-1 – 2604.71 юань/т.

Оценка и применение CSY-1. Влияние соотношения нефть/вода на производительность CSY-1. Было установлено, что для образования стабильной эмульсии Н/В необходимо 30%-ное обводнение нефти. При снижении соотношения нефть/вода в диапазоне от 3 : 1 до 3 : 2 вязкость резко снижается. Считается, что диапазон обводнения от 25 до 30% является переходной областью, в которой эмульсия В/Н преобразуется в эмульсию Н/В.

На рис. 5 показано влияние соотношения нефть/вода на снижение вязкости CSY-1 при 50°C и скорости сдвига 40 с⁻¹. Очевидно, что чем больше обводнение, тем ниже вязкость. При увеличении обводнения до 25% вязкость резко снижается до 620 мПа с. Однако, СПВ составляет лишь 94.66%, что еще слишком мало для эффективной нефтедобычи из скважины М7. Однако при дальнейшем увеличении обводнения до 30% вязкость снижается до 65 мПа с при СПВ 99.44%.

Таблица 3. Влияние степени понижения вязкости (СПВ) на прирост нефтеотдачи (50°C)

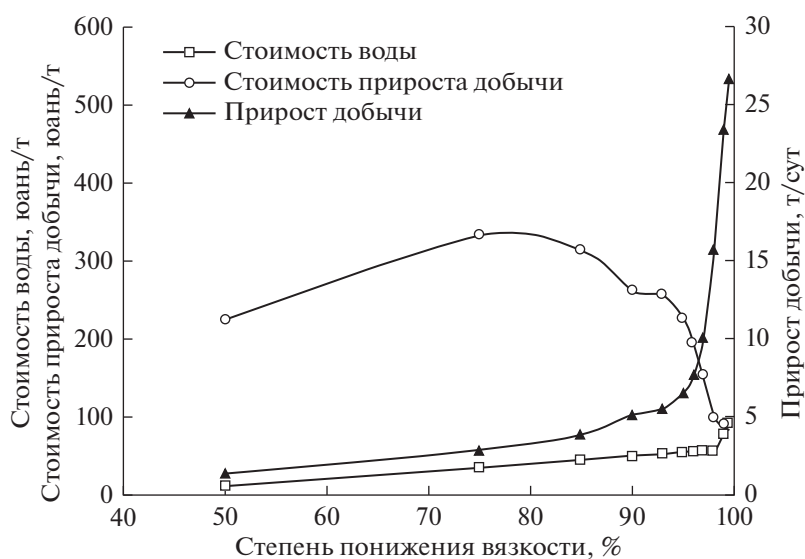
СПВ, %	Стоимость воды, юань/т	Средняя дневная добыча, т/день	Средний дневной прирост добычи нефти, т/день	Стоимость прироста добычи нефти, юань/т
Закачка воды	—	0.56	—	—
85	44.7	5.76	5.20	392
90	49.4	5.82	5.26	429
93	52.3	6.41	5.86	408
95	54.2	6.60	6.04	410
96	55.1	6.85	6.30	400
97	56.1	7.04	6.48	395
98	57	7.38	6.82	382
99	77.5	7.71	7.15	495
99.5	91.6	8.15	7.59	550

Реологические характеристики эмульсий. Исследования проводили при температуре 50°C и степени обводнения 30%. Для образования эмульсии тяжелую нефть эмульгируют путем применения реагента для снижения вязкости.

На рис. 6 показаны полученные результаты. Эмульгирование приводит к существенному изменению реологических характеристик тяжелой нефти. Тяжелая нефть до эмульгирования является типичной ньютоновской жидкостью, а образовавшаяся эмульсия Н/В представляет собой псевдопластичную среду. При малых скоростях сдвига эффективная вязкость эмульсии Н/В, образованной тяжелой нефтью и CSY-1, резко снижается при увеличении скорости сдвига, затем снижение становится меньше, а когда скорость сдвига увеличивается до определенного значения, эффективная вязкость мало изменяется при дальней-

шем увеличении скорости сдвига. Иначе говоря, изменение эффективной вязкости мало при больших скоростях сдвига [17–20]. Это указывает на то, что тяжелая нефть (ньютоновская жидкость) в результате эмульгирования образовала неньютоновскую жидкость. При этом частицы тяжелой нефти в образованной эмульсии ориентированы, вытянуты, деформированы или диспергированы, что приводит к очень низким значениям эффективной вязкости. Предел текучести тяжелой нефти до и после выделения из эмульсии равен нулю. Эмульсия данной нефти имеет предел текучести в диапазоне 1–10 Па.

Численное моделирование использования CSY-1. На взятой за пример скважине М706Н суммарная добыча нефти и воды за два первоначальных цикла закачки воды составляют 4100 и 1439 т соответственно. Средняя добыча нефти составляет лишь

**Рис. 4.** Зависимость прироста добычи нефти, стоимости воды и прироста добычи от степени понижения вязкости.

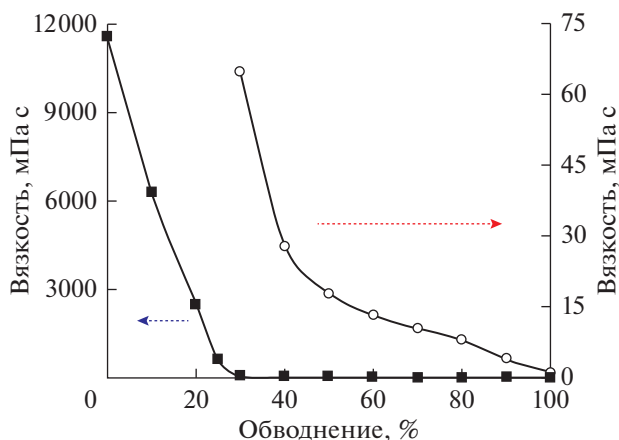


Рис. 5. Влияние обводнения нефти на снижение вязкости CSY-1 (50°C, 40 с⁻¹).



Рис. 6. Зависимость вязкости эмульсий от напряжения сдвига при 50°C.

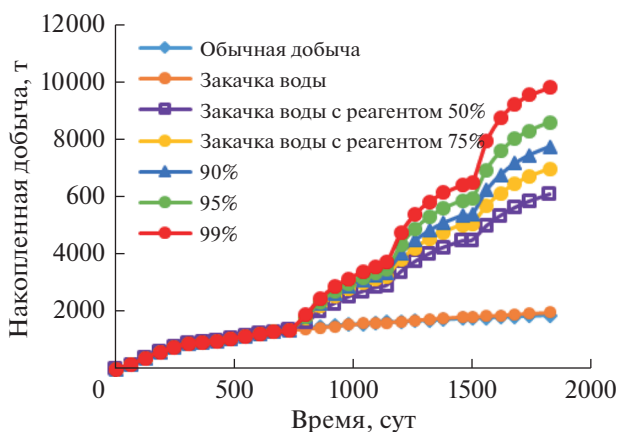


Рис. 7. Сравнение обычной добычи нефти, добычи с закачкой воды и воды с реagenтом в условиях пласта.

3.74 т/сут. Для изучения эффективности добычи при добавлении реagenта для снижения вязкости CSY-1 было проведено численное моделирование, основанное на геологической модели и программном обеспечении CMG. На рис. 7 показано сравнение обычной добычи, добычи с закачкой воды и воды с реagenтом в реальных условиях пласта. Согласно результатам, большее снижение вязкости приводит к большему приросту добычи и среднесуточной добычи нефти.

При обычном режиме и режиме с закачкой воды добыча нефти в следующих трех циклах составляет всего лишь 0.47 и 0.56 т/сут соответственно. При СПВ, равных 90 и 95% добыча нефти может возрасти до 5.82 и 6.04 т/сут. При дальнейшем увеличении СПВ до 99.44% добыча нефти может увеличиться до 8.12 т/сут.

Предполагается, что экономическая выгода со скважины М706Н в период с 2020 по 2022 гг. составит 22.16 млн юаней при стоимости нефти 50 \$/баррель.

Таким образом, разработан новый комплексный реagenт для снижения вязкости CSY-1 с очень низкой стоимостью для “холодной” добычи высоковязкой нефти из скважины М7 месторождения Santanghu. Реagenт обладает сильным синергетическим эффектом диспергатора и эмульгатора. На основании проведенного исследования могут быть сделаны следующие выводы:

1. Эмульгирование приводит к значительным изменениям реологии тяжелой нефти. До эмульгирования тяжелая нефть является типичной ньютоновской жидкостью, а эмульсия нефть/вода, образованная после эмульгирования, обладает псевдопластичными свойствами. Предел текучести тяжелой нефти до и после выделения из эмульсии равен нулю. Кажущееся изменение вязкости эмульсии мало при высоких скоростях сдвига.

2. Благодаря высокому значению кислотного числа нефти, доступные щелочные соединения, такие как NaOH и Na₂CO₃, могут реагировать с нефтяными кислотами с образованием ПАВ. Возникающая в результате этого синергия значительно снижает расход и стоимость реagenта для снижения вязкости.

3. На основании проведенных экспериментов методом ортогонального планирования и экономической оценки оптимизирован состав CSY-1 для целевой скважины: 0.5% OP-10, 1.8% SDBS, 0.1% Tween 80 и 1% NaOH (или Na₂CO₃). Степень понижения вязкости при использовании данного реagenта достигает 99.44%.

4. Согласно результатам моделирования, нефтеотдача одной скважины для следующих трех циклов закачки воды с CSY-1 может возрасти с 3.74 до 8.12 т/сут. Стоимость тонны воды и удельная стоимость увеличения добычи нефти с CSY-1 мо-

гут оставаться на уровне 90 и 542 юань/т соответственно.

ФИНАНСИРОВАНИЕ

Работа поддержана China Natural Science Foundation (Grant 51704303) и Beijing Natural Science Foundation (Grant 3173044).

КОНФЛИКТ ИНТЕРЕСОВ

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов, требующего раскрытия в данной статье.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Haо Chen, ORCID: <http://orcid.org/0000-0003-1887-7890>

Xiong Shen, ORCID: <http://orcid.org/0000-0002-0665-2558>

Jiayi Yu, ORCID: <http://orcid.org/0000-0002-4204-172X>

Shenglai Yang, ORCID: <http://orcid.org/0000-0001-9808-668X>

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Ezeuko C.C., Wang J., Gates I.D.* // SPE J. 2013. V. 18. № 3. P. 440.
2. *Hoshyargar V., Ashrafizadeh S.N.* // Ind. Eng. Chem. Res. 2013. V. 52. № 4. P. 1600.
3. *Martinez-Palou R., Ceron-Camacho R., Chavez B., Vallejo A.A., Villanueva-Negrete D., Castellanos J., Karamath J., Reyes J., Aburto J.* // Fuel. 2013. V. 113. P. 407.
4. *Ding B., Zhang G., Ge J.* // Energy Fuels. 2010. V. 24. P. 6346.
5. *Bai Y., Wang Z., Shang X., Dong C., Zhao X., Liu P.* // Energy Fuels. 2017. V. 31. № 6. P. 5860.
6. *Samanta A., Ojha K., Mandal A.* // Energy Fuels. 2011. V. 25. P. 1642.
7. *Panthe K., Mohanty K.K.* // Energy Fuels. 2013. V. 27. P. 764.
8. *James J.* Modern Chemical Enhanced Oil Recovery: Theory and Practice. Burlington, MA: Gulf Professional Publishing, 2011. pp. 389–405.
9. *Dalmazzone C., Noik C., Argillier J.-F.* // Energy Fuels. 2012. V. 26. № 6. P. 3462.
10. *Pei H., Zhang G., Ge J., Tang M., Zheng Y.* // Energy Fuels. 2012. V. 26. № 5. P. 2911.
11. *Chen Z., Zhao X.* // Energy Fuels. 2015. V. 29. № 4. P. 2153.
12. *Malkin A.Ya., Zadyмова N.M., Skvortsova Z.N., Traskine V.Y., Kulichikhin V.G.* // Colloids Surf. A: Physicochem. Eng. Aspects. 2016. V. 504. P. 343.
13. *Malkin A.Ya., Khadzhiev S.N.* // Pet. Chem. 2016. V. 56. № 7. P. 541.
14. *Zadyмова N.M., Skvortsova Z.N., Traskin V.Y., Yampol'skaya G.P., Mironova M.V., Frenkin E.I., Kulichikhin V.G., Malkin A.Ya.* // Colloid J. 2016. V. 78. № 6. P. 735.
15. *Langevin D., Poteau S., Hénaut I., Argillier J.F.* // Oil Gas Sci. Technol. 2004. V. 59. № 5. P. 511.
16. *Yang Y., Guo J., Cheng Z., Wu W., Zhang J., Zhang J., Yang Z., Zhang D.* // Energy Fuels. 2017. V. 31. № 2. P. 1159.
17. *Zadyмова N.M., Skvortsova Z.N., Traskin V.Y., Kulikov-Kostyushko F.A., Kulichikhin V.G., Malkin A.Ya.* // J. Petrol. Sci. Eng. 2017. V. 149. P. 522.
18. *Malkin A.Ya., Zuev K.V., Arinina M.P., Kulichikhin V.G.* // Energy Fuels. 2018. V. 32. № 11. P. 11991.
19. *Wen J., Zhang J., Wei M.* // J. Petrol. Sci. Eng. 2016. V. 147. P. 760.
20. *Zhang J., Chen X., Zhang D., Xu J.* // J. Petrol. Sci. Eng. 2017. V. 156. P. 563.