

Результаты физического и математического моделирования технологии термохимического воздействия на пласт на месторождениях АО «Самаранефтегаз»

ENG

С.В. Демин, В.Н. Кожин, к.т.н., И.И. Киреев, К.В. Пчела, С.М. Дуркин, к.т.н.

/ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара
snipioil@samnpi.rosneft.ru/

Г.Г. Гилаев, д.т.н., проф. /Кубанский нефтяной институт нефти и газа, г. Краснодар/

А.А. Амиров, С.А. Козлов, Д.А. Фролов, Е. А. Смирнов, В.В. Абрамов

/АО «Самаранефтегаз», г. Самара/

О.В. Аникин, А.В. Болотов, И.Ф. Минханов,

А.Р. Тазеев, М.А. Варфоломеев

/Казанский федеральный университет, г. Казань/

Results of Physical and Mathematical Modeling of the Technology of Thermochemical Stimulation of the Reservoir at the Fields of Samaraneftgaz JSC

S.V. Demin, V.N. Kozhin, PhD, I.I. Kireev, K.V. Pchela, S.M. Durkin, PhD /SamaraNIPIneft LLC, Samara/ G.G. Gilaev, DSc, Prof. /Kuban Petroleum Institute of Oil and Gas, Krasnodar/ A.A. Amirov, S.A. Kozlov, D.A. Frolov, E.A. Smirnov, V.V. Abramov /Samaraneftgaz JSC, Samara/, O.V. Anikin, A.V. Bolotov, I.F. Minkhanov, A.R. Tazeev, M.A. Varfolomeev /Kazan Federal University, Kazan/

Currently, most of the explored oil fields in Russia are at a late stage of development, and in order to maintain high levels of oil production, it is rational to put into operation fields with hard-to-recover reserves. For complicated oil deposits, in particular deposits with highly viscous oil, known traditional development methods are ineffective. Therefore, the search for new technologies for the development and operation of such fields with the goal of significantly increasing oil recovery and intensifying production is of fundamental importance. The application of heat being the result of thermo-chemical reactions of nitrogen-generating compositions (NGC) used within the frames of thermal gas chemical reactions (TGCR) is one of the methods of BH zone thermal treatment. The paper presents the new results on physical modeling to start thermos-chemical reactions as per TGCR technology, on filtration tests carried out with composite core models and binary-type initiating additives. With the help of hydrodynamic modeling the authors have obtained the results on lab studies and have evaluated the preliminary efficiency of a new thermos-chemical composition for thermal treatments of the fields located in Samara region.

KEY WORDS: Operation of fields with high-viscous oil (HVO), natural bitumen (NB), BH formation zone treatment, nitrogen-generating compositions (NGC), thermos-chemical composition, technologies of thermal gas chemical reactions (TGCR)

В настоящее время большая часть разведанных нефтяных месторождений России находится на поздней стадии разработки, и для поддержания высоких уровней добычи нефти рациональным является ввод в эксплуатацию месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. Для осложненных нефтяных залежей, в частности залежей с высоковязкой нефтью, известные традиционные способы разработки малоэффективны. Поэтому поиск новых технологий разработки и эксплуатации таких месторождений с целью значительного повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи имеет принципиальное значение. Одним из таких методов тепловой обработки призабойной зоны пласта является использование теплоты термохимических реакций на основе азотгенерирующих составов (АГС). Термохимический состав – это водный раствор солей на основе нитрата аммония, нитрита натрия, нитрита калия и водного раствора инициатора реакции, представляющего собой водный раствор формалина. Состав на основе данных соединений применяется в технологии термогазохимического воздействия (ТГХВ). Путем гидродинамического моделирования воспроизведены результаты лабораторных исследований и выполнена предварительная оценка эффективности применения технологии термогазохимического воздействия для месторождений Самарской области.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: эксплуатация месторождений с высоковязкой нефтью (ВВН), природные битумы (ПБ), тепловая обработка призабойной зоны пласта (ПЗП),

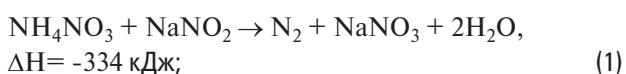
азотгенирующие составы (АГС), термохимический состав, технологии термогазохимического воздействия (ТГХВ) на призабойную зону пласта, гидродинамическое моделирование, расчет изменения подвижности нефти после использования ТГХВ на композиционной гидродинамической модели (ГДМ), снижение скин-фактора

in BH formation zone, hydro-dynamic modeling, calculation of oil mobility changes after the application of TGCR in composite hydrodynamic models (HDM), reduction of skin factor

Наиболее крупные нефтяные месторождения Самарской области, к которым относятся Радаевское, Мухановское, Кулешовское и др., в промышленной разработке находятся более 75 лет. На сегодняшний день в условиях выработанности запасов легкоизвлекаемой нефти для поддержания значительных уровней добычи нефти в регионе рациональным является ввод в эксплуатацию месторождений с высоковязкой нефтью (ВВН). По данным некоторых исследователей [1], на территории области расположены около 9,5 % ВВН и природных битумов (ПБ).

Основными недостатками технологии добычи ВВН, связанной с закачкой теплоносителя (пара), являются высокая стоимость производства пара, выбросы парниковых газов и быстрое обводнение пласта [2, 3]. Однако актуальна и более совершенная технология с использованием системы генерации тепла путем закачки термохимических жидкостей [4, 5].

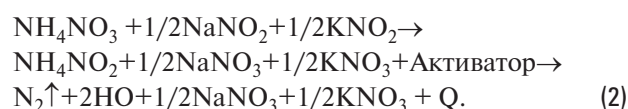
В настоящее время наиболее изученным для применения в нефтяной промышленности является азотгенирующий состав (АГС) на основе аммиачной селитры (NH_4NO_3) и нитрита натрия (NaNO_2). При взаимодействии данных веществ протекает реакция с образованием газообразных продуктов и выделением большого количества теплоты:



1 кг состава в пересчете на сухое вещество образует 2241 кДж тепла.

При этом достигаемая в зоне реакции температура зависит от концентрации селитры, скорости закачки и внешних условий. Растворимость бинарной смеси, состоящей из нитрата аммония и нитрита натрия, ограничена. Для увеличения концентрации солей в составе бинарной смеси был изучен термохимический состав, включающий следующие соли: нитрат аммония, нитрит натрия и нитрит

калия. Нитрит калия имеет очень высокую растворимость в воде – 300 г/100 мл (25 °С). Выяснено, что способность нитрита калия растворяться в смеси, состоящей из нитрата аммония и нитрита натрия, дает возможность увеличить концентрации нитритов в составе бинарной смеси в процессе термогазохимической реакции. Это позволяет получать составы термохимической композиции с большей концентрацией солей (70–75 %), что в свою очередь дает в процессе термогазохимической реакции более высокое выделение газа и тепла. Наличие в заявленном составе термосолестойких поверхностно-активных веществ неионогенного типа, таких как алкилполигликозиды различных фракций, обладающих характеристиками как обычных неионогенных, так и анионных поверхностно-активных веществ с высокой поверхностной активностью, увеличивает охват воздействия на обрабатываемый пласт за счет образования пены, позволяющей перераспределять потоки в менее проницаемые участки пласта [6].



С целью исследования бинарных составов на карбонатном коллекторе составов из скважины № 251 Киргизовского месторождения из интервала 826–827 м было отобрано 33 стандартных образца керна. Для водонасыщения образцов использовалась пластовая вода с Киргизовского месторождения (скважина № 2 для карбонатных кернов); для нефтенасыщения образцов применялась нефть с Киргизовского месторождения (скважина № 2 для карбонатных кернов) (табл. 1).

В ходе проведения экспериментов замерялись давление, температура и расходы компонентов (рис. 2). По длине кернодержателя (рис. 1) было установлено три термопары, датчики давлений на входе и выходе модели. При прокачке 1 порового объема коэффициент вытеснения составил 22 %.

Таблица 1
Характеристика составной керновой модели

Номер образца	Длина, см	Диаметр, см	Пористость по газу, %	Проницаемость по газу с поправкой Кликенберга, мД
24к	4,99	2,947	18,81	1562,95
11к	4,865	2,93	16,5	1102,31
31к	5,011	2,946	20,45	749,25

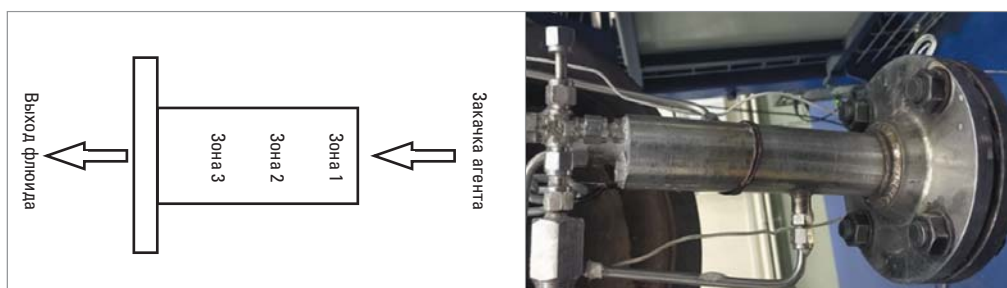


Рис. 1. Схема кернодержателя: зона 1 – осевая термопара на входе в керновую модель; зона 2 – осевая термопара в керновой модели, зона 3 – осевая термопара в керновой модели

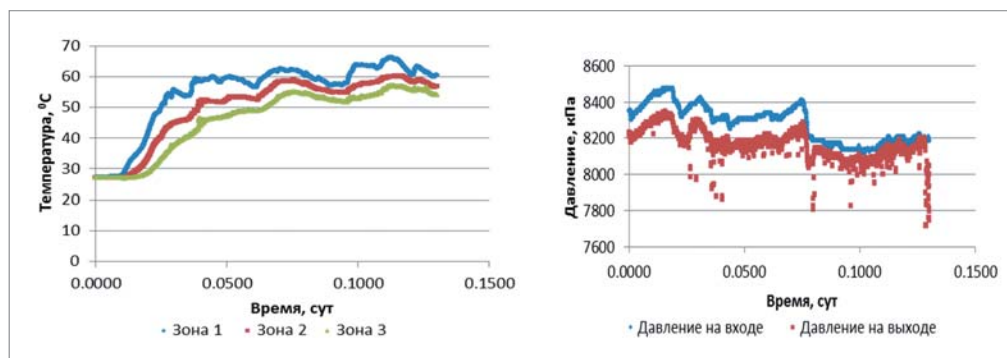


Рис. 2. Температура и давление в фильтрационном эксперименте

Таблица 2
Свойства компонентов в численной модели

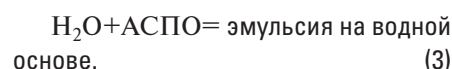
Компонент	H ₂ O	NH ₄ NO ₂	OIL	N ₂
Молекулярная масса, г/моль	18,015	64,04	426	28,013
Критическое давление, кПа	21800	40530	936	3394
Критическая температура, °С	374	69,85	620,9	-146,95
Плотность	1168,4	2390,18	933	0,657

Результаты лабораторных экспериментов были воспроизведены при помощи гидродинамической модели. Данная модель была настроена на фильтрационный эксперимент. В ходе численных экспериментов была использована 4-компонентная модель. Свойства компонентов представлены в табл. 2.

При помощи математической модели удалось уточнить основные параметры химической реакции – частотный фактор и энергию активации в законе Аррениуса. Энтальпия химической реакции была рассчитана аналитическим путем по закону Гесса. Отсутствие скачка перепада давления в керновой модели в начале эксперимента может быть связано с тем, что закачка инициатора в начальный момент времени, возможно, снижает фильтрационное сопротивление. Общий тренд температуры хорошо воспроизводит лабораторные данные. Тепловые потери в математической модели не учитывались.

В процессе адаптации модели (рис. 3, табл. 3) к результатам фильтрационного эксперимента № 7 была подобрана энергия активации на уровне 22500 Дж/моль.

Для учета эффекта увеличения проницаемости за счет повышения температуры и давления при проведении термогазохимического воздействия и последующего растворения тяжелых компонентов в ГДМ была заложена реакция растворения тяжелых компонентов (АСПО) горячей водой:



Ошибка мат. баланса химической реакции (2) в ГДМ составила 0,01 %.

Зависимость скорости данной реакции от температуры в ГДМ закладывалась таким образом, чтобы при начальной пластовой температуре скорость реакции была близка к 0,

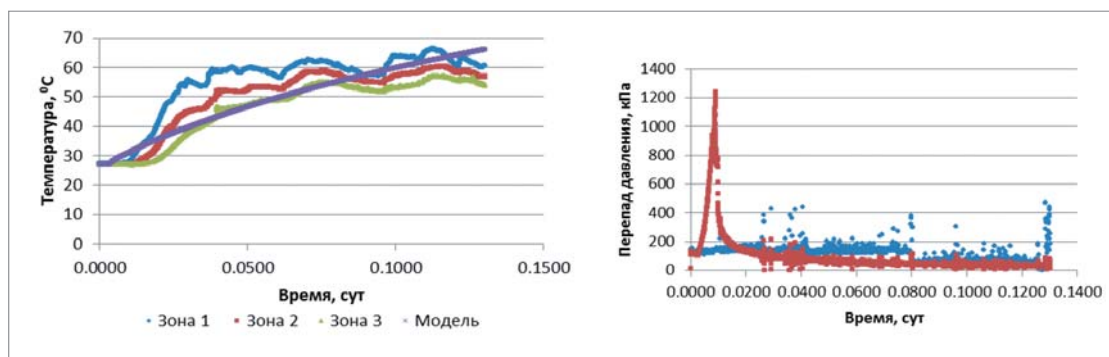


Рис. 3. Результаты адаптации математической модели к лабораторным исследованиям

Таблица 3
Результаты адаптации математической модели к лабораторным исследованиям

Параметр	Единицы измерения	Значение
Reaction frequency factor	1/сут	1995840
Enthalpy	Дж/моль	334000
Activation energy	Дж/моль	22500

а при повышенной температуре (больше 60 °С), обусловленной протеканием экзотермической реакции активатора и термохимической композиции, константа скорости реакции была больше 0 (0,5 1/сут).

На рис. 4, рис. 5 представлены результаты масштабирования технологии на одну из реальных скважин Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Модель настроена на исторические фактические данные эксплуатации скважины. Плотность пластовой нефти – 892,0 кг/м³ (тяжелая). Динамическая вязкость пластовой нефти – 28,63 мПа·с (повышенная). На рисунках представлены результаты прогноза эффективности технологии термохимического воздействия. Подвижность нефти после закачки бинарной смеси возрастает в среднем в четыре-пять раз. В результате растворения кольматантов в призабойной зоне скважины скин-фактор снижается в среднем до минус 2.



Рис. 4. Результат расчета прироста дебита нефти после проведения обработкой ТГХВ на композиционной ГДМ

ВЫВОДЫ

■ Для увеличения концентрации солей в составе бинарной смеси был изучен термохимический состав, включающий следующие соли: нитрат аммония, нитрит натрия и нитрит калия. Нитрит калия имеет очень высокую растворимость в воде – 300 г/л (25 °С). При изучении способности нитрита калия растворяться в смеси, состоящей из нитрата аммония и нитрита натрия, установлено, что это позволяет увеличить концентрации нитритов в составе бинарной смеси в процессе термохимической реакции, благодаря чему наблюдается более сильное выделение газа и тепла.

■ При смешивании раствора солей и раствора инициатора в призабойной зоне пласта (ПЗП) осуществляется экзотермическая реакция, в ходе которой происходит локальное повышение температуры и давления, что может благоприятно влиять на снижение скин-фактора. В процессе проведения лабораторных исследований рассмотрены и изучены различные схемы подачи БС и активатора реакции.

■ Выполнены расчеты с помощью неизотермической композиционной модели с целью изучения кинетики химических реакций и нахождения энергии активации, позволяющей проводить расчеты на адресных моделях месторождений для обоснования программы опытно-промышленных испытаний.

■ В результате закачки активатора объемом 3 м³ и термохимической композиции в объеме 20 м³ по результатам моделирования достигается прирост в 716 т дополнительной добычи нефти за 1 год.

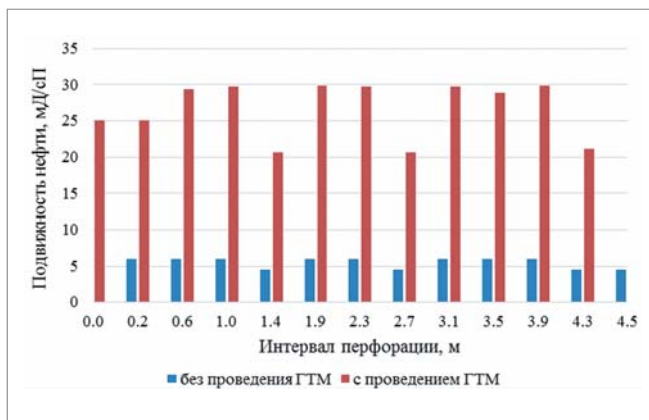


Рис. 5. Результат расчета изменения подвижности нефти после проведения обработкой ТГХВ на композиционной ГДМ

ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ ИСТОЧНИКИ

1. Перспективы разработки технологии термохимического воздействия на призабойную зону пласта скважин для интенсификации добычи высоковязкой нефти на месторождениях АО «Самаранефтегаз» / А.В. Михайлов, К.В. Пчела, В.Н. Кожин, Д.А. Горнов, А.З. Манасян, А.А. Амиров, С.А. Козлов, В.А. Павлов, О.В. Угрюмов // Экспозиция Нефть Газ. – 2020. – № 6. – С. 56–61. – DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10116.
2. Pituganova A.; Nassan T.; Amro M.; Minkhanov I.; Varfolomeev M.; Bolotov A. Experimental and Numerical Analysis of Thermal EOR Recovery Schemes for Extra-Heavy Oil of the Oykinoye-Altuninsky Uplift of the Romashkinskoye Oilfield. In Proceedings of the International Petroleum Technology Conference, Riyadh, Saudi Arabia, 21–23 February 2022; OnePetro: Richardson, TX, USA, 2022. [https://doi.org/10.2523/IPTC-22425-MS]
3. Pituganova A.; Minkhanov I.; Bolotov A.; Varfolomeev M. Screening of waterflooding, hot waterflooding and steam injection for extra heavy crude oil production from Tatarstan oilfield. In IOP Conference Series: Earth and Environmental Science; IOP Publishing: Bristol, UK, 2021; Vol. 931, p. 12002. [https://doi.org/10.1088/1755-1315/931/1/012002]
4. Alade O.S.; Mahmoud M.; Hassan A.; Al-Shehri D.; Al-Nakhl A.; Bataweel M. (2019) Evaluation of kinetics and energetics of thermochemical fluids for enhanced recovery of heavy oil and liquid condensate. Energy Fuels. 2019, 33(6), 5538–5543. [https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.9b00681]
5. Anikin O.V.; Bolotov A.V.; Minkhanov I.F.; Varfolomeev M.A.; Tazeev A.R.; Chalin V.V.; Lutfullin A.A.; Abusalimov E.M. Factors influencing hydrogen peroxide decomposition dynamics for thermochemical treatment of bottomhole zone. J. Pet. Explor. Prod. Technol. 2022, 12, 2587–2598. [https://doi.org/10.1007/s13202-022-01507-z]
6. Пат. РФ 2803463 МКИ E21B 43/24, C09K 8/592. Термогазохимический состав и способ его применения при обработке призабойной и удаленной зоны продуктивного пласта (варианты) / Глузунов О.В., Козлов С.А., Фролов Д.А., Елесин В.А., Гатин Р.А., Латыпов Р.Т., Смирнов Е. А., Кожин В.Н., Демин С.В., Михайлов А.В., Киреев И.И., Пчела К.В., Болотов А.В., Минханов И.Ф., Аникин О.В., Варфоломеев М.А. – № 2022113787/03; заявл. 24.05.2022; опубл. 13.09.2023.