

Перспективы разработки технологии термохимического воздействия на призабойную зону пласта скважин для интенсификации добычи высоковязкой нефти на месторождениях АО «Самаранефтегаз»

Михайлов А.В.¹, Пчела К.В.¹, Кожин В.Н.¹, Горнов Д.А.¹, Манасян А.Э.², Амиров А.А.², Козлов С.А.², Павлов В.А.³, Угрюмов О.В.³

¹ООО «Самаранипнефть», ²АО «Самаранефтегаз», Самара, Россия, ³ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия
mikhaylovAV@samnpi.rosneft.ru

Аннотация

В настоящее время 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 азотгенирующих составов (АГС), например, аммиачной селитры (NH_4NO_3) и нитрита натрия (NaNO_2). Состав на основе данных соединений применяется в технологии термогазохимического воздействия (ТГХВ).

Путем гидродинамического моделирования выполнена предварительная оценка эффективности применения технологии термогазохимического воздействия для месторождений с высоковязкой нефтью Самарской области.

Материалы и методы

Воспроизведение в гидродинамической модели истории работы скважины, закачки в призабойную зону пласта термохимического состава, с последующим проведением термохимической реакции, прогноз технологической эффективности от термохимического воздействия.

Ключевые слова

высоковязкая нефть, призабойная зона пласта, обработка призабойной зоны, термохимический состав, термогазохимическое воздействие, гидродинамическое моделирование

Для цитирования

Михайлов А.В., Пчела К.В., Кожин В.Н., Горнов Д.А., Манасян А.Э., Амиров А.А., Козлов С.А., Павлов В.А., Угрюмов О.В. Перспективы разработки технологии термохимического воздействия на призабойную зону пласта скважин для интенсификации добычи высоковязкой нефти на месторождениях АО «Самаранефтегаз» // Экспозиция Нефть Газ. 2020. № 6. С. 56–61. DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10116

Поступила в редакцию: 07.12.2020

OIL PRODUCTION

UDC 622.276.65 | Original Paper

Prospects in developing thermochemical procedure to treat bottom hole formation zone in wells for enhanced high-viscous oil recovery at the fields of “Samaraneftegaz” JSC

Mikhailov A.V.¹, Pchela K.V.¹, Kozhin V.N.¹, Gornov D.A.¹, Manasyan A.E.², Amirov A.A.², Kozlov S.A.², Pavlov V.A.³, Ugryumov O.V.³

¹“Samaranipneft” LLC, ²“Samaraneftegaz” JSC, Samara, Russia, ³“OC “Rosneft” PJSC, Moscow, Russia
mikhaylovAV@samnpi.rosneft.ru

Abstract

Currently for challenging oil deposits, in particular for the deposits with high-viscous oil the well-known traditional methods of development are ineffective. Therefore, the search for new technologies to develop and operate such fields for the purpose to increase oil recovery significantly and to stimulate its production is of fundamental importance.

One of these methods with BH zone thermal treatment is the use of heat generated by thermo-chemical reactions based upon the application of nitrogen-generating compounds (NGC) such as ammonium nitrate (NH_4NO_3) and sodium nitrite (NaNO_2). The composition based upon these compounds is applied in the procedure of thermal gas chemical effect (TGCE).

Hydrodynamic modeling was used to perform the preliminary efficiency assessment of this thermal gas chemical procedure for high-viscous oil fields in Samara Region.

Materials and methods

Reproduction of well operation history matching process in hydro-dynamic model including the injection of thermo-chemical composition into formation bottom-hole zone, followed by thermo-chemical reaction, forecast on process efficiency of thermo-chemical effect.

For citation

Mikhailov A.V., Pchela K.V., Kozhin V.N., Gornov D.A., Manasyan A.E., Amirov A.A., Kozlov S.A., Pavlov V.A., Ugryumov O.V. Prospects in Developing Thermochemical Procedure to Treat BH Formation Zone in Wells for Enhanced High-Viscous Oil Recovery at the Fields of "Samaraneftegaz" JSC. Exposition Oil Gas, 2020, issue 6, P. 56–61. (In Russ). DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10116

Received: 07.12.2020

Keywords

high-viscous oil, BH formation zone, BH zone treatment, thermal chemical composition, thermal gas chemical effect, hydrodynamic modeling

Наиболее крупные нефтяные месторождения Самарской области, к которым относятся Радаевское, Мухановское, Кулешовское и другие, в промышленной разработке находятся более 75 лет. На сегодняшний день в условиях высокой выработанности запасов легкоизвлекаемой нефти и для поддержания высоких уровней добычи нефти в регионе рациональным является ввод в эксплуатацию месторождений с высоковязкой нефтью (ВВН).

Согласно общепринятой классификации [1] к высоковязкой относится нефть с динамической вязкостью более 30 мПа·с. Считается, что при добыче нефти с такой вязкостью начинаются осложнения и увеличение себестоимости ее добычи.

В работе [2], посвященной изучению реологических свойств высоковязкой нефти Самарской области, авторами было показано, что проявление тиксотропных свойств такой нефти зависит от температуры. При повышении температуры (40 °C и выше) происходит разрушение сложной пространственной структуры коагуляционно-кристаллизационного типа в нефти, что приводит к резкому снижению ее вязкости.

Одним из методов теплового воздействия на призабойную зону пласта (ПЗП) является использование теплоты термохимических реакций на основе азотгенирующих составов (АГС). АГС представляют собой химические вещества, содержащие в своем составе азотные соединения и разлагающиеся при определенных условиях с образованием азотсодержащих газов и большого количества тепловой энергии.

Сущность метода состоит в том, что в ПЗП закачиваются определенного объема водные растворы АГС с последующей инициацией экзотермической реакции между его компонентами. В результате реакции в ПЗП создается высокая температура, что способствует снижению вязкости нефти, очистке ПЗП от колюматрирующих органических отложений.

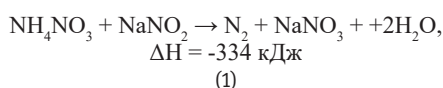
На сегодняшний день наиболее изученной для применения в нефтяной промышленности является АГС на основе аммиачной селитры (NH_4NO_3) и нитрита натрия (NaNO_2). При взаимодействии данных

Таб. 1. Основные геолого-физические параметры скважины № 15 Кармалкинского месторождения АО «Самаранефтегаз»

Tab. 1. Main geological and physical parameters of well № 15 at Karmalkinskoye field of "Samaraneftegaz" JSC

Показатель	№ 15
Тип коллектора	Терригенный
Пористость, %	20,3
Проницаемость, 10^{-3} мкм ²	643
Эффективная толщина пласта, м	5,6
Пластовая температура, °C	26
Пластовое давление, МПа	12,3
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	103,45
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	906
Дебит нефти на момент проведения ОПЗ, т/сут	6,0
Дебит жидкости на момент проведения ОПЗ, м ³ /сут	10
Обводненность, % (мас.)	34

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.

Данный химический состав нашел применение в технологии термогазохимического воздействия бинарными смесями (ТГХВ БС) [3]. Широкое применение технология получила на карбонатных отложениях Усинского месторождения ООО «Лукойл-Коми» с вязкостью нефти 700 мПа·с.

В период с 2014 по 2016 гг. на месторождениях ООО «Лукойл-Коми» по технологии ТГХВ проведено 48 обработок призабойной зоны пласта (ОПЗ). По 24 скважинам суммарная дополнительная добыча нефти составила более 41 тыс. т [4].

Однако опыт применения технологии на других нефтяных месторождениях России, в особенности представленных терригенными коллекторами (АО «Самаранефтегаз», ООО «РН-Краснодарнефтегаз»), оказался не столь успешным, что говорит о необходимости проведения дополнительных исследований для увеличения эффективности ОПЗ.

Специалистами ООО «СамарНИПИ-нефть» были проведены оценка геолого-физических условий применимости технологии и анализ результатов проведенных обработок. На основе полученной информации был проведен подбор объектов с ВВН для оценки эффективности проведения ОПЗ на месторождениях АО «Самаранефтегаз».

В качестве предполагаемого объекта воздействия была выбрана добывающая скважина № 15 пласта Б-2 Кармалкинского месторождения АО «Самаранефтегаз», основные геолого-физические параметры которой представлены в таблице 1.

Оценка предполагаемого технологического эффекта от применения

термогазохимического воздействия проведена путем гидродинамического моделирования.

В ходе моделирования была:

- воспроизведена история работы скважины;
- составлена PVT-модель участка разработки;

- воспроизведена закачка в ПЗП скважины 15 м³ термохимического состава, с последующим проведением термохимической реакции по формуле (1);
- рассчитана зона проникновения продуктов реакции и фронта температуры в ПЗП;
- спрогнозирована технологическая эффективность от воздействия.

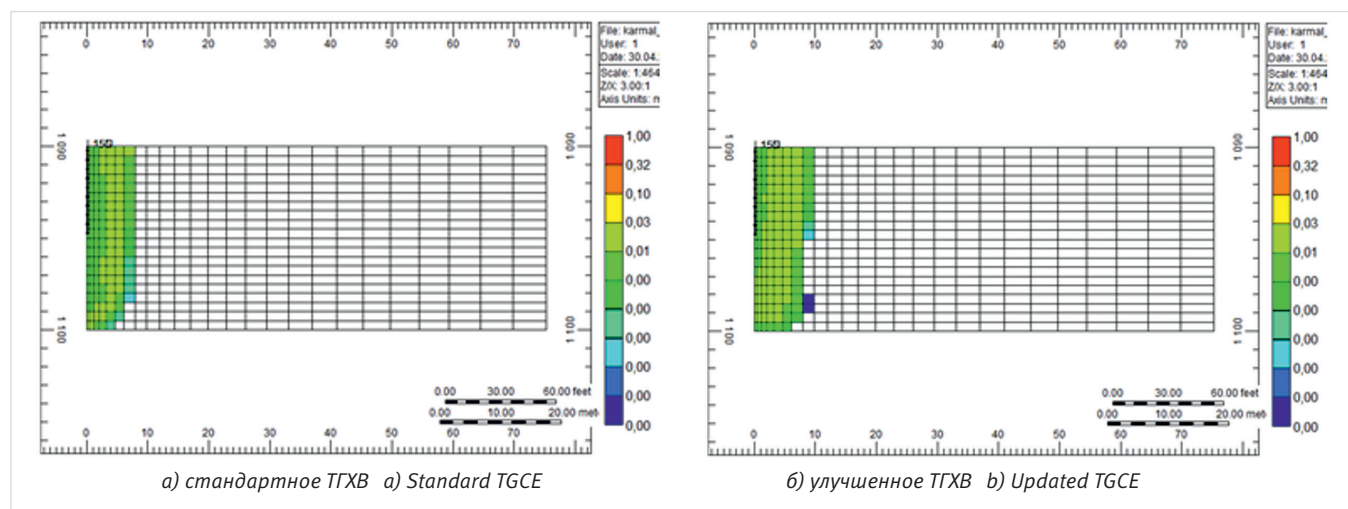


Рис. 1. Мольная доля распространения в ПЗП азота (N₂) после завершения реакции
Fig.1. Mole fraction of nitrogen (N₂) movement in BH zone after the reaction is completed

Таб. 2. Материальный баланс на 1 кг раствора исходных веществ и значения кинетических констант K, E_a, A₀
Tab. 2. Material balance per 1 kg of initial substance solution and the values of kinetic constants K, E_a and A₀

Наименование показателя	Исходные вещества				Продукты реакции			Количество теплоты, кДж	Предэкспоненциальный множитель A0, с ⁻¹	Энергия активации E _a , кДж/моль	Константа скорости реакции, K, моль·с ⁻¹
	Раствор нитрата аммония		Раствор нитрита натрия								
	Нитрат аммония (NH ₄ NO ₃)	Вода (H ₂ O)	Нитрит натрия (NaNO ₂)	Вода (H ₂ O)	Азот (N ₂), г / л при н.у.	Нитрат натрия (NaNO ₃)	Вода (H ₂ O)				
Стандартное ТГХВ											
Масса реагентов, г	313	150	226,96	267,04	109,55 / 67,2	332,56	557,89	1307	14,7	127,6	14,0
Массовая доля компонентов, доли единиц	0,676	0,324	0,503	0,497	0,109	0,333	0,558				
Количество вещества, М	3,91	8,33	3,91	14,84	3,91	3,91	30,99				
Мольная концентрация, моль/л	10,98	-	9,99	-	-	4,86	-				
Улучшенное ТГХВ											
Масса реагентов, г	375	62,5	323,44	239,06	131,25 / 105	398,44	470,31	1566	23,1	186,1	21,6
Массовая доля компонентов, доли единиц	0,857	0,143	0,575	0,425	0,131	0,398	0,47				
Количество вещества, М	4,69	3,47	4,69	13,28	4,69	4,69	26,13				
Мольная концентрация, моль/л	14,79	-	11,89	-	-	6,06	-				

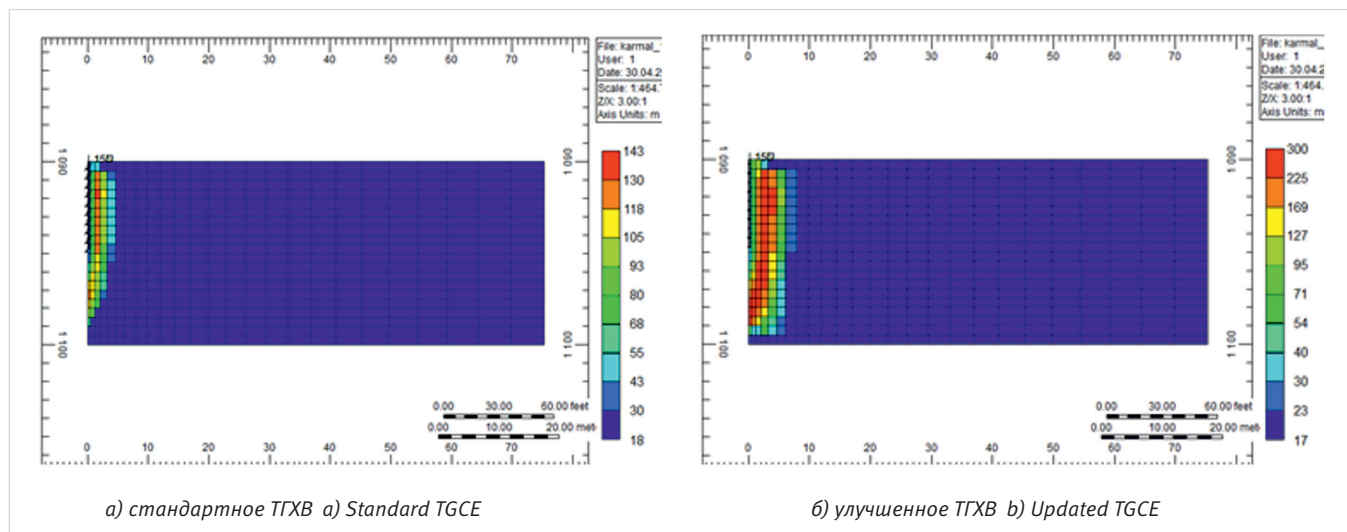


Рис. 2. Фронт температуры в ПЗП при применении ТГХВ
Fig. 2. Temperature front in BH zone with the use of TGCE

Для сравнительной оценки возможной эффективности от термогазохимического воздействия на ПЗП было проведено гидродинамическое моделирование стандартного термогазохимического воздействия (стандартное ТГХВ) и улучшенного термогазохимического воздействия (улучшенное ТГХВ), обладающего повышенной энерговыделяющей способностью. Моделирование проводилось с использованием симулятора CMG Stars с моделью радиального притока к добывающей скважине. Сгущающийся к скважине размер ячеек гидродинамической модели варьировался в пределах от 5,5 до 0,5 м.

При проведении расчетов, кроме теплоты термохимической реакции, другим важным показателем является константа скорости реакции, которая характеризует скорость взаимодействия компонентов термохимического состава. Для ее расчета используется кинетическое уравнение Аррениуса:

$$K = A_0 \times \exp\left(-\frac{E_a}{RT}\right),$$

где:

- A_0 — постоянная Аррениуса (предэкспоненциальный множитель);
- R — универсальная газовая постоянная, Дж/(моль·К);
- T — температура, К;
- E_a — энергия активации, Дж/моль.

Энергия активации показывает, какой минимальной энергией должны обладать реагирующие частицы, чтобы они могли вступить в химическую реакцию, а предэкспоненциальный множитель характеризует количество столкновений реагирующих частиц.

Значения кинетических констант K , и для реакции второго порядка при заданных концентрациях реагентов были определены экспериментальным путем с использованием адиабатического

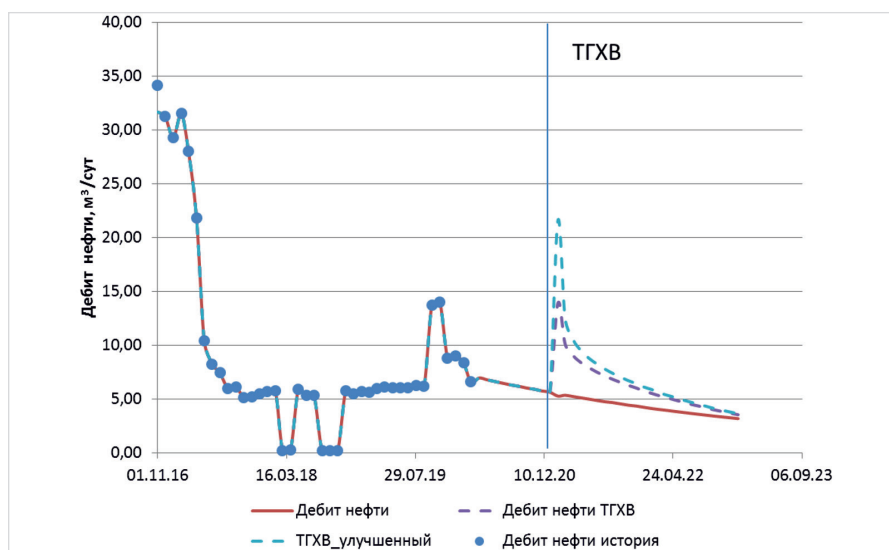


Рис. 3. Динамика дебита нефти скважины № 15 Кармалкинского месторождения
Fig. 3. Dynamics of oil production from well № 15 of Karmalkinskoye field

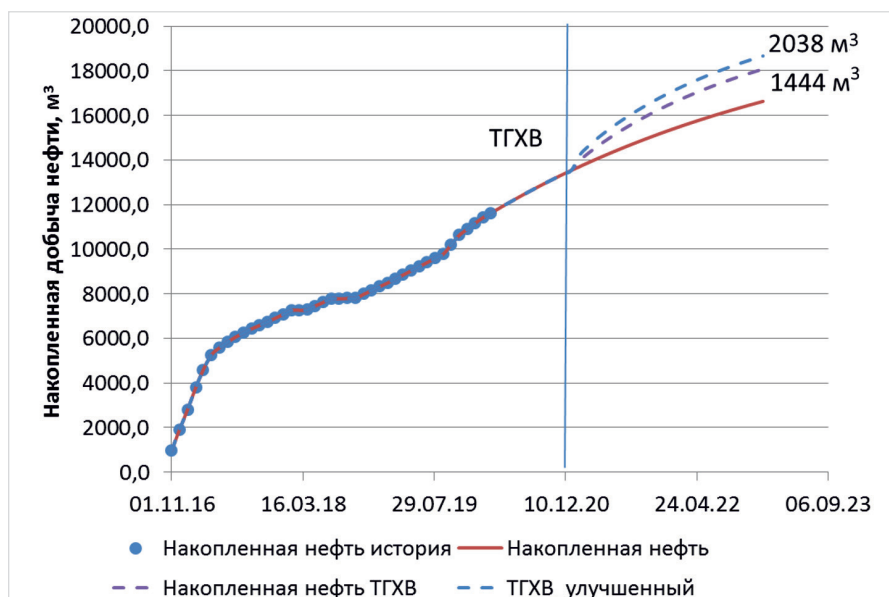


Рис. 4. Накопленная добыча нефти по скважине № 15 Кармалкинского месторождения
Fig. 4. Cumulative oil production from well № 15 of Karmalkinskoye field

реакционного калориметра (АПК), который позволяет с высокой точностью отслеживать изменение температуры и контролировать тепловыделение.

Материальный баланс для стандартного и улучшенного ТГХВ в пересчете на 1 кг раствора термохимического состава и значения кинетических констант химической реакции K , и приведены в таблице 2.

Результаты проведенного гидродинамического моделирования представлены на рисунках 1–4.

Видно (рис. 1), что при применении стандартного и улучшенного ТГХВ после завершения реакции наблюдаются практически равные молярные доли проникновения в ПЗП продукта реакции — азота (N_2). При этом разогревающая способность для улучшенного ТГХВ значительно отличается от стандартного ТГХВ (рис. 2):

- температурный фронт улучшенного ТГХВ охватывает более удаленную область ПЗП;
- температура разогрева некоторых областей ПЗП при применении улучшенного ТГХВ достигает более высоких значений (до 300 °C), чем при применении стандартного ТГХВ.

Технологическая эффективность от применения ТГХВ показана на рисунках 3 и 4.

Видно (рис. 3), что дебит нефти на момент проведения ОПЗ составлял 5,64 м³/сут. После проведения стандартного ТГХВ дебит нефти увеличился до 13,92 м³/сут, после проведения улучшенного ТГХВ — до 21,6 м³/сут.

Столь существенная разница в природе дебита нефти объясняется более высоким распространением теплового фронта и более высокой температурой разогрева в ПЗП.

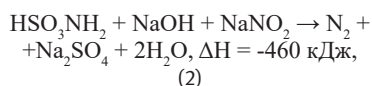
Прогнозируемая дополнительная добыча нефти за три года проявления эффекта при применении улучшенного ТГХВ составляет более 2000 м³, что на 41,1 % больше, чем при применении стандартного ТГХВ (рис. 4).

По предварительной оценке, в результате проведения ОПЗ по технологии улучшенного ТГХВ на 43 добывающих скважинах АО «Самаранефтегаз», эксплуатирующих месторождения с ВВН, может быть получено около 100 тыс. т дополнительно добытой нефти.

Проведенное гидродинамическое моделирование с применением ТГХВ показывает, что увеличение тепловыделяющей способности термохимического состава положительно сказывается на ее эффективности. Однако для достижения этой цели необходимо проведение дополнительных лабораторных исследований по разработке высокоэнергетического химического состава, адаптированного под геолого-физические условия предполагаемых объектов.

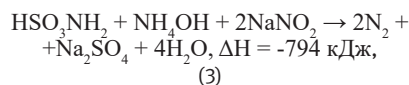
Для достижения этой цели, например, могут быть применены составы со следующими экзотермическими реакциями:

- сульфаминовой кислоты, щелочного реагента (гидроксида натрия) и нитрита натрия [5, 6]:



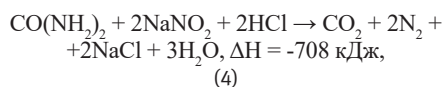
1 кг состава в пересчете на сухое вещество образует 2254 кДж тепла;

- сульфаминовой кислоты, щелочного реагента (водного раствора аммиака) и нитрита натрия [7]:



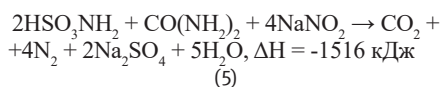
1 кг состава в пересчете на сухое вещество образует 2938 кДж тепла;

- карбамида, нитрита натрия и кислоты [8]:



1 кг состава в пересчете на сухое вещество образует 2620 кДж тепла;

- сульфаминовой кислоты, карбамида и нитрита натрия [8]:



1 кг состава в пересчете на сухое вещество образует 2850 кДж тепла.

Из приведенных данных видно, что составы (3–5) являются более энергоемкими, чем состав (1), используемый в технологии ТГХВ БС. Также при использовании карбамида в ходе реакции выделяется CO_2 , который, растворяясь в нефти, будет способствовать дополнительному снижению ее вязкости.

Итого

Путем проведения гидродинамического моделирования была показана эффективность технологии термохимического воздействия на призабойную зону пласта. Обоснованы перспективы разработки термохимического состава с повышенной энерго-выделяющей способностью для технологии термохимического воздействия на призабойную зону пласта, направленную на интенсификацию добычи высоковязкой нефти.

Выводы

1. Одним из тепловых методов интенсификации добычи ВВН в некоторых нефтедобывающих регионах России является технология проведения ОПЗ с использованием технологии ТГХВ БС. Основой технологии является термохимическая реакция между аммиачной селитрой и нитритом натрия. В результате термохимической реакции в ПЗП создается зона высокой температуры и давления, что способствует снижению вязкости нефти, очистке ПЗП от колющих органических отложений.

2. Путем гидродинамического моделирования выполнена предварительная оценка эффективности проведения ОПЗ по технологиям стандартного и улучшенного ТГХВ. По предварительной оценке, в результате проведения термогазохимического воздействия с повышенным энерговыделяющим составом на 43 добывающих скважинах месторождений с высоковязкой нефтью АО «Самаранефтегаз» может быть около 100 тыс. т дополнительной добычи нефти.
3. Предварительные расчеты показали, что перспективным направлением для развития технологии ТГХВ является применение химических составов, обладающих более высокой энергоемкостью. Проведенные термодинамические расчеты указывают, что для достижения данной цели возможно применение сульфаминовой кислоты и карбамида.

Литература

1. Муслимов Р.Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения. Казань: Казанский университет, 2003. 596 с.
2. Рошин П.В., Петухов А.В., Васкес Карденас Л.К., Назаров А.Д., Хромых Л.Н. Исследования реологических свойств высоковязких и высокопарафинистых нефтей месторождений Самарской области // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2013. Т. 8. № 1. С. 12.
3. Заволжский В.Б., Бурко В.А., Идиятуллин А.Р., Басюк Б.Н., Валешный С.И., Соснин В.А., Демина Т.А., Ильин В.П., Кашаев В.А., Садриев Ф.Л. Термогазохимический состав и способ применения для обработки призабойной и удаленной зоны продуктивного пласта. Патент № RU 2525386 С2 от 10.08.2014.
4. Бурко В.А. Компания ООО «НТПС-Коми» о термогазохимическом воздействии на призабойную и удаленную зоны нефтяных скважин // Бурение и нефть. 2018. № 2. С. 46–49.
5. Михайлов А.В., Хисаметдинов М.Р., Крупин С.В. Новая технология добычи высоковязкой нефти термогелевым составом // Сборник докладов научно-технической конференции посвященной 60-летию ТатНИПИнефть ПАО «Татнефть». Набережные Челны: Экспозиция Нефть Газ, 2016. С. 222–226.
6. Хисаметдинов М.Р., Михайлов А.В., Ганева З.М., Амерханов М.И., Ризванов Р.З., Гаффаров Ш.К. Способ термохимической обработки нефтяного пласта (варианты). Патент № RU 2652238 С1 от 25.04.2018.
7. Хисаметдинов М.Р., Береговой А.Н., Михайлов А.В., Зарипов А.Т., Нуриев Д.В. Способ термохимической обработки пласта. Патент № RU 2675394 С1 от 19.12.2018.
8. Гусаков В.Н., Семеновых А.Н. Способ обработки призабойных зон добывающих скважин. Патент № RU 2373385 С1 от 20.11.2009.

Results

By conducting hydrodynamic simulation, we have illustrated the effectiveness in applying the technology of thermo-chemical effect on formation bottom-hole zone. We have also substantiated the prospects in designing the thermo-chemical composition with increased energy-releasing capacity for process of thermo-chemical effect upon formation bottom-hole zone, aimed at intensifying the production of high-viscous oil.

Conclusions

1. One of the thermal methods for stimulate the production of EHO in some oil-producing regions of Russia is the technology of conducting BH treatment through the use of TGCE BS technology. The technology is based on a thermo-chemical reaction between ammonium nitrate and

sodium nitrite. As a result of thermo-chemical reaction, a zone of high temperature and pressure is created in BH, which helps to reduce the oil viscosity, to clean BH zone from clogging organic deposits.

2. By hydrodynamic modeling we have conducted a preliminary evaluation of BH zone treatment efficiency using standard and updated TGCE. According to preliminary evaluation, as a result of thermal gas chemical effect with increased energy release composition, 43 production wells at "Samaraneftegaz" JSC high-viscous oil fields may produce about 100 thousand tons of incremental oil.
3. Preliminary calculations have shown that the use of chemical compositions with higher energy structure is the promising area for TCGE process designing. The conducted thermodynamic calculations indicate that the use of sulfamic acid and urea is a possible sphere to achieve this goal.

References

1. Muslimov R.H. Modern methods of oil field development management using waterflooding. Kazan: Kazanskij universitet, 2003, 596 p. (In Russ).
2. Roshchin P.V., Petuhov A.V., Vaskes Kardenas L.K., Nazarov A.D., Hromyh L.N. Fields of Samara region – study of rheological properties of high-viscosity and waxy oil. Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i praktika, 2013, Vol. 8, issue 1, 12 p. (In Russ).
3. Zavolzhskij V.B., Burko V.A., Idijatullin A.R., Basjuk B.N., Valeshnij S.I., Sosnin V.A., Demina T.A., Il'in V.P., Kashaev V.A., Sadriev F.L. Thermal gas chemical composition and its application for well bottom and remote zones of productive stratum. Patent № RU 2525386 C2 dated 10.08.2014. (In Russ).
4. Burko V. Company "NTRS-Komi" LLC on the thermogaschemical impact on the bottomhole and remote zones of oil and gas wells. Drilling and oil, 2018, issue 2, P. 46–49. (In Russ).
5. Mihajlov A.V., Hisametdinov M.R., Krupin S.V. New technology for the production of high-viscosity oil with a thermogel composition. Collection of reports of the scientific and technical conference dedicated to the 60th anniversary TatNIPIneft "Tatneft" PJSC. Naberezhnye Chelny: Exposition Oil Gas, 2016, P. 222–226. (In Russ).
6. Khisametdinov M.R., Mikhajlov A.V., Ganeeva Z.M., Amerkhanov M.I., Rizvanov R.Z., Gaffarov S.K. Method of thermochemical processing of oil pool (options). Patent № RU 2652238 C1 dated 25.04.2018. (In Russ).
7. Khisametdinov M.R., Beregovoj A.N., Mikhajlov A.V., Zaripov A.T., Nuriev D.V. Method of thermal chemical treatment of reservoir. Patent № RU 2675394 C1 dated 25.04.2018. (In Russ).
8. Gusakov V.N., Semenovych A.N. Method for treatment of well bottom zones of production wells. Patent № RU 2373385 C1 dated 20.11.2009. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Михайлов Андрей Валерьевич, ведущий инженер
ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия
Для контактов: MikhaylovAV@samnipi.rosneft.ru

Пчела Константин Васильевич, начальник отдела
ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия

Кожин Владимир Николаевич, к.т.н., генеральный директор
ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия

Горнов Денис Анатольевич, главный инженер проекта
ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия

Манасян Артур Эдвардович, к.т.н., заместитель генерального
директора-главный геолог АО «Самаранефтегаз», Самара, Россия

Амиров Альберт Азатович, начальник управления
АО «Самаранефтегаз», Самара, Россия

Козлов Сергей Александрович, начальник отдела научно-
технического развития и инноваций АО «Самаранефтегаз»,
Самара, Россия

Павлов Владимир Анатольевич, к.т.н., заместитель директора
департамента технического регулирования и развития
корпоративного научно-проектного комплекса
ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия

Угрюмов Олег Викторович, д.т.н., начальник управления
технического регулирования, Департамент технического
регулирования и развития корпоративного научно-проектного
комплекса ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия

Mihajlov Andrej Valerevich, principal project engineer,
"SamaraNIPIneft" LLC, Samara, Russia
Corresponding author: MikhaylovAV@samnipi.rosneft.ru

Pchela Konstantin Vasilevich, department manager, "SamaraNIPIneft"
LLC, Samara, Russia

Kozhin Vladimir Nikolaevich, phd, director general, "SamaraNIPIneft"
LLC, Samara, Russia

Gornov Denis Anatolevich, chief project engineer,
"SamaraNIPIneft" LLC, Samara, Russia

Manasyan Artur Edvardovich, phd, deputy director general, chief
geologist, "Samaraneftegaz" JSC, Samara, Russia

Amirov Albert Azatovich, head of management, "Samaraneftegaz"
JSC, Samara, Russia

Kozlov Sergej Aleksandrovich, department manager, Scientific /
Technical Development and Innovations, "Samaraneftegaz" JSC,
Samara, Russia

Pavlov Vladimir Anatolevich, ph.d., deputy director, department of
Technical Regulation and Development at Corporate Research and
Development Complex, "Rosneft" PJSC, Moscow, Russia

Ugryumov Oleg Viktorovich, dsc., head of management on technical
regulations, Department of Technical Regulation and Development
at Corporate Research and Development Complex, "Rosneft" PJSC,
Moscow, Russia