

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДА
ТЕРМОГАЗОХИМИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ¹****Кравченко Марина Николаевна**

Кандидат физико-математических наук, доцент кафедры нефтегазовой и подземной гидромеханики РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

**Диева Нина Николаевна**

Кандидат технических наук, доцент кафедры нефтегазовой и подземной гидромеханики РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

**Евтюхин Андрей Викторович**

Кандидат технических наук, заведующий лабораторией кафедры нефтегазовой и подземной гидромеханики РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Аннотация. В статье приводится анализ результативности метода интенсификации добычи нефти путем закачки в пласт рабочего агента на основе нитрата аммония. Данная технология относится к методам термогазохимического воздействия (ТГХВ) на пласт и в настоящее время тестируется на многих месторождениях. Суть метода ТГХВ заключается в организации управляемой экзотермической реакции разложения рабочего состава. Приведен обзор развития метода ТГХВ на различных этапах экспериментально-промысловых исследований и разных типах коллекторов. Обоснована и предложена комплексная математическая модель, позволяющая описывать состояние пласта в динамике до и после воздействия.

Ключевые слова: термогазохимический метод, повышение нефтеотдачи, численное моделирование.

Abstract. In the article, the authors analyze the effectiveness of the method of intensifying oil production by injecting a working agent based on ammonium nitrate into the reservoir. This technology relates to the methods of thermogaschemical exposure (TGCM) on the reservoir and this method is currently undergoing industrial tests at many fields. The essence of the described method is the organization of a controlled exothermic decomposition reaction of the working composition. The authors give an overview of the development of the TGCM method at various stages of field research and different types of reservoirs. The authors substantiated and proposed a complex mathematical model that allows describing the state of the formation in dynamics before and after exposure.

Keywords: thermogaschemical method, enhanced oil recovery, numerical simulation

Введение

В настоящее время перед нефтегазовой отраслью стоят три насущных задачи: повысить извлекаемость углеводородов из уже разрабатываемых место-

рождений, используя новые технологии; найти методы эффективной разработки еще мало освоенных месторождений тяжелых (вязких) нефтей из низкопроницаемых коллекторов; создать технологии добычи для

¹ Работа выполнена при поддержке гранта Российского Фонда Фундаментальных Исследований РФФИ №19-07-00433 А

нефтематеринских (керогеносодержащих) пластов. Все три задачи можно решать только с применением инновационных подходов, базирующихся на современной технике горизонтального бурения и применения новых «рабочих» составов, стимулирующих приток. В настоящее время на месторождениях применяются гидродинамические методы разработки с применением методов интенсификации притока, такие как вытеснение, циклическое заводнение, гидроразрыв пласта (ГРП), тепловые обработки (нагрев призабойной зоны с применением специального оборудования, закачка теплоносителей в пласт), химические методы (с применением кислотных растворов, полимерных субстанций и др.) и комплексные методы, сочетающие в себе элементы всех подходов.

К последней группе относят и так называемые термогазохимические методы воздействия (ТГХВ), основной особенностью которых является создание в пласте волн высокого давления и температуры за счет организации в нём экзотермических реакций разложения закачиваемых в пласт химически активных жидкостей, процесс сопровождается выделением горячих газов. Поэтому методы ТГХВ часто называют технологиями «горячего гидроразрыва пласта», хотя по характеру изменения фильтрационных емкостных свойств (ФЕС) пласта и длительности эффекта они имеют отличные от ГРП результаты. Преимуществом метода ТГХВ является возможность стимулирования притока на месторождениях, находящихся на различной стадии разработки и характеризующихся различной зрелостью насыщающих пласт углеводородов:

- на месторождениях, давно запущенных в эксплуатацию, где, несмотря на «классические» методы стимулирования (вытеснения, кислотных обработок и ГРП), нет устойчивости в работе скважин после применения методов увеличения нефтеотдачи (МУН), а стимулирование приводит лишь к кратковременному росту добычи с последующим его падением, вплоть до остановки при высокой обводненности продукции;
- на месторождениях с нетрадиционными и трудноизвлекаемыми запасами, которые только начинают разрабатывать, применяя новые технологии, позволяющие эффективно добывать «высоковязкие» углеводороды из низкопроницаемых пластов и, таким образом, выводить месторождения из категории нерентабельных для разработки.

Развитие метода

С начала 90-х гг. прошлого столетия стали появляться патенты на использование в качестве МУН химически активных веществ на основе солей аммония [1, 2], закачиваемых в пласт, где происходит стимулирования экзотермической реакции их разложения. Рабочий состав представляет собой бинарную смесь (БС) – водорастворимые соли аммония в сочетании с нитратом натрия – наряду с применением инициаторов реакции. Применение закачки бинарных смесей в качестве метода, стимулирующего приток на малодебитных и недействующих скважинах на месторождениях, находящихся на поздней стадии

разработки, в режиме экспериментальных опробований началось более 10 лет назад. Опыт применения данной технологии на Аганском, Вахском, Колвинском, Лехарьягинском, Усинском и некоторых других месторождениях показал обнадеживающие результаты по запуску в эксплуатацию «сухих» скважин и кратному росту нефтеотдачи на малодебитных скважинах [3]. За десять лет промысловых испытаний технология использования БС для стимулирования притока претерпела значительные изменения, касающиеся управляемости и безопасности процесса [4].

Применение БС показало ряд преимуществ по сравнению с другими МУН. Так, проводя сравнение с широко распространенным методом ГРП [5], отметим некоторые особенности технологии ТГХВ с применением БС:

- **во-первых**, в качестве основного агента используется перхлорат аммония, который сравнительно недорог (значительно дешевле сложных жидкостей ГРП);
- **во-вторых**, подавать активные жидкости воздействия можно по разным каналам, не смешивая их на поверхности, что обеспечивает отсутствие риска преждевременной реакции в стволе скважины;
- **в-третьих**, за счет катализаторов или специальных замедлителей можно менять интенсивность реакции разложения химически активных жидкостей, задавать время задержки и время активного тепловыделения, при этом закачка компонентов ТГХВ происходит за 2–3 часа, а реакция в призабойной зоне скважины может протекать сутки и более;
- **в-четвертых**, продолжительное протекание (при использовании замедлителей) экзотермической реакции с образованием инертных горячих газов приводит к формированию в пласте волн повышенного давления и провоцирует возникновение разветвленной сетки мелких трещин, значительно понижающих фильтрационное сопротивление пласта, в отличие от одиночной протяженной трещины, имеющей место при ГРП;
- **в-пятых**, зону реакции разложения можно оттеснить вглубь пласта, используя в качестве продавочной жидкости воду, которая не останавливает реакцию; возникающая при этом волна высокого давления и температуры формируется в некотором удалении от забоя, не угрожая безопасности забойного оборудования и ствола скважины;
- **в-шестых**, за счет явления теплопроводности волна повышенной температуры распространяется по насыщенному пласту, разогревая флюиды и минеральную матрицу скелета, стимулируя «плавление» тяжелых фракций углеводородов (отложений на матрице породы), что влечет их вынос и сопутствующее увеличение эффективной (динамической) пористости за счет раскольматации и, соответственно, увеличение проницаемости коллектора; также значительное повышение температуры в определенных зонах пласта может приводить к эффекту «спекания» с последующим растрескиванием глиносодержащих прослоев и снижению их гидроизолирующей функции [6].

Авторы настоящей статьи принимали активное участие в обосновании эффективности применения метода ТГХВ фактически с первых этапов его промышленного опробования и сотрудничества с группой исследователей и инженеров, возглавляемой автором множества национальных патентов Е.Н. Александровым (ИБХ РАН) [2]. Начиная с 1999 г. Александровым Е.Н. созданы научные основы технологии интенсификации добычи из истощенных нефтяных пластов путем закачки бинарных смесей, которая под его научным руководством успешно опробовалась, как на российских месторождениях, так и за рубежом (например, испытания на месторождении Eastland (США) показали значительно большую рентабельность, чем применяемые технологии США).

Авторы данной статьи создали математическую модель, позволяющую описывать состояния призабойной зоны скважин-кандидатов до момента применения технологии стимулирования. На основе численного моделирования оценивалась перспективность применения метода ТГХВ и результативность технологии. Математическая модель процесса базируется на уравнениях многофазной многокомпонентной фильтрации с учетом фазовых переходов и химических реакций, а также учитывается изменение фильтрационно-емкостных характеристик пластов [3, 5, 8]. Гидродинамическое моделирование также позволило объяснить результаты некоторых неудачных промысловых экспериментов и создать модифицированные технологические подходы к использованию метода ТГХВ в плане повышения его безопасности и эффективности [4].

Последние исследования авторов касаются опыта интенсификации притока технологией ТГХВ на месторождениях ПАО «Татнефть» [8]. Авторы выражают благодарность компании Татнефть и холдингу ГРУППА ГМС (основному оператору в России по продвижению данной технологии) за предоставление промысловых данных.

В настоящей работе представлены результаты численного анализа применения метода ТГХВ на одной из скважин Куакбашской площади Ромашкинского месторождения. Воздействие проводилось на интервале перфорации, соответствующем глубинам 884–897 м. Строение пласта на указанной глубине характеризуется наличием прослоев различной пористости и проницаемости. Пористость пластов-коллекторов обрабатываемого участка залежи колеблется от 3,3 до 16,4% [16]. По данным [17] проницаемость карбонатов Ромашкинского месторождения изменяется от 0,11 до 0,7 мкм², средняя пористость залежей Куакбашской площади равна 13,8 %, а на рис. 2 приведен график распределения данных параметров для перечисленных выше площадей Ромашкинского месторождения.

На первом этапе определялось расположение основной зоны прогрева в околоскважинном пространстве. Для данных расчетов величина пори-

стости выбиралась по среднему значению из данных о поинтервальной характеристике пластов. Толщина пласта (9,6 метров) была рассчитана в соответствии с данными интервала воздействия, в то время как интервал перфорации несколько шире и определяет толщину в 13 метров. Предполагая поршневое вытеснение и учитывая предлагаемые объемы закачки активных веществ, было рассчитано распределение жидкостей по пласту. Зонай реакции принималось пространство, ограниченное активатором и кислотой. Результаты приведены в табл. 2.

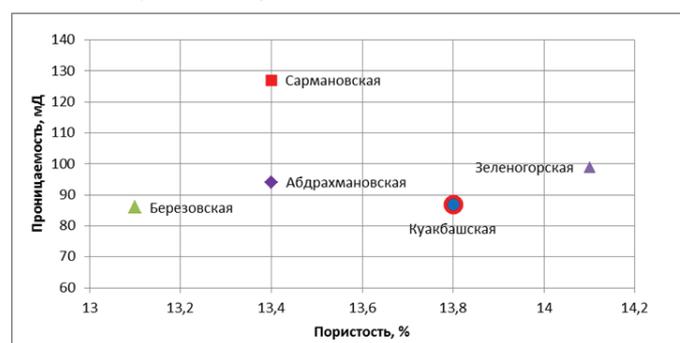


Рис. 2. График распределения величин пористости и проницаемости некоторых залежей Ромашкинского месторождения (по данным [17])

Таблица 2

Распределение рабочих жидкостей в призабойной зоне скважины

Параметр	Координата по оси ОХ, м	Толщина слоя, см
Вода	1,84	184
Кислота	2,77	93
Вода	2,88	11
БС	4,53	165
Вода	4,67	13
Активатор	4,76	10

Для учета более широкой зоны перфорации в сравнении с интервалом воздействия и, соответственно, возможности прохождения активных жидкостей в выше- и нижележащие горизонты, был проведен расчет с толщиной пласта 14,3 м (+1 слой сверху и снизу), который показал приближение зоны реакции к скважине на 60 см в сравнение с представленным вариантом.

Следующим этапом расчета было установление степени изменения ФЕС, вызванное тепловым и механическим (за счет давления) действием продуктов реакции БС с активатором.

Согласно данным [13, 14, 15, 16], свойства флюидов, насыщающих рассматриваемые породы, укладываются в диапазоны: плотность – от 800 кг/м³ до 875 кг/м³; вязкость – от 29 мПа с до 64 мПа с. По качеству нефти Куакбашского вала Ромашкинского

месторождения относятся к типу сернистых и смолистых.

Для расчетов величины плотности и вязкости нефти до воздействия приняты равными, соответственно, 850 кг/м³ и 45 мПа с, что отвечает состоянию пласта в наиболее поздней стадии разработки [17]. Зависимость вязкости от температуры использовалась в форме Андраде:

$$\mu = \mu_0 e^{b(T_0/T-1)}, \quad (1)$$

где константа b определялась по данным работы [18].

В расчете учитывалось, что после воздействия (при максимальной температуре в зоне реакции порядка 600 °С) в прогретой зоне (порядка 10 метров вокруг скважины) в сравнении с окружающей породой:

1) за счет повышения температуры значительно снижается вязкость;

2) увеличивается эффективная (динамическая) пористость за счет «раскольматирования» части порового пространства ранее недоступного для фильтрационных процессов, а также за счет разложения керогена, входящего в состав твердой породы рассматриваемой залежи [12, 13, 14].

Анализ и обобщение данных по результатам [12, 13, 14] выхода УВ из образцов пород Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения при термообработке за счет вовлечения в подвижную фазу УВ, находящихся в форме битумов и УВ, сгенерированных из керогена, показал, что за счет раскольматирования повышение открытой пористости может достигать 17 относительных процентов, а за счет разложения керогена – 9,7 относительных процентов.

На рис. 3 приведено поле распределения температуры в призабойной зоне скважины через 2 часа и через 2 месяца после воздействия, рассчитанное исходя из приняты тепловых параметров пласта и флюидов [19, 20].

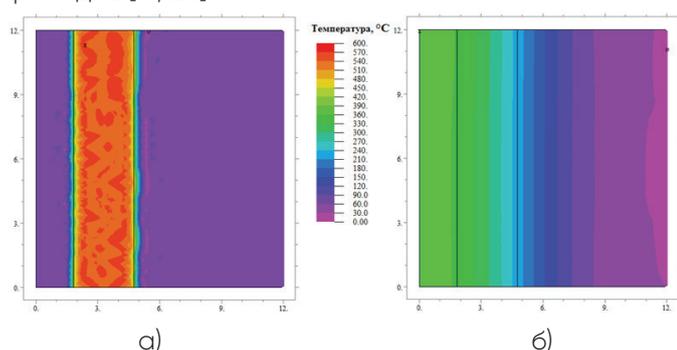


Рис. 3. Поле распределения температуры в призабойной зоне скважины через 2 часа (а) и через 2 месяца (б) после воздействия.

Заключение

Анализ результатов ТГХВ на скважине Куакбашской площади позволяет выявить несколько эффектов, повлиявших на получение продолжительного положительного эффекта в добыче:

1) прогрев понизил вязкость ранее неподвижных битумообразных УВ и привел к их дренированию;

2) вовлечение в процесс фильтрации битумных УВ привел к повышению эффективной динамической пористости;

3) прогрев породы в некоторой ограниченной области до температуры уровня 600 °С в совокупности с повышенным давлением дают основания для генерационных процессов в керогене, частичное преобразование которого приводит к уменьшению доли твердой неподвижной фазы породы, а следовательно, и повышению пористости, а также к увеличению объема фильтрующихся УВ;

4) прогрев и локально повышенное давление привело к формированию зоны повышенной проницаемости не только за счет увеличения общей доли пустотности порового пространства за счет описанных выше процессов увеличения эффективной пористости, но и за счет появления сетки трещин

5) вовлечение в процесс добычи за счет формирования сетки трещин (вторичная трещиноватость) той части УВ, которая до воздействия была ограничена закрытой пористостью.

Список литературы

1. Acidizing with chemically heated weak acid: Пат. 4482016, США, E 21 В 43/27 / Richardson; Edwin A. – Заявитель и патентообладатель Хьюстон – Shell Oil Company. – № 24207433; заявл. 17.11.1983; опубл. 13.11.1984.
2. Способ и устройство для термической обработки продуктивного пласта: Пат. 2224103 С1, Россия. МПК E21В 43/24 / Е.Н. Александров. – Заявитель и патентообладатель – Институт биохимической физики РАН. – № 2002113723/03; заявл. 28.05.2002; опубл. 10.12.2003.
3. Вольпин С.Г. Перспективы применения волновой технологии термогазохимического воздействия для повышения нефтеотдачи пластов / С.Г. Вольпин, Н.Н. Смирнов, М.Н. Кравченко [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2014. – №1. – С. 62–66.
4. Способ термохимической обработки нефтяного пласта: Пат. 2696714 С1, Россия. МПК E21В 43/24 C09K 8/592 / В.Е. Вершинин, М.Н. Кравченко, А.В. Катаев [и др.]. – Заявитель и патентообладатель – АО «Сибнефтемаш». – №2018121647/03; заявл. 14.06.2018; опубл. 05.08.2019.
5. Dieva, N.N.; Kravchenko, M.N.; Muradov, A.V.; Lishchuk, A.N.; Evtyukhin, A.V. Hydrodynamic analysis of the efficiency of thermochemical methods at deposits with complicated development conditions. Journal of Physics: Conference Series. 1359 (2019) 012027. DOI:10.1088/1742-6596/1359/1/012027.
6. Способ обработки призабойной зоны нефтяного пласта с глиносодержащим коллектором: Патент RU №2034135. С1, Россия. МПК E21В 43/24 / З.З. Салямков. – Заявитель и патентообладатель – Всероссийский нефтегазовый НИИ. – № 5048747/03; заявл. 31.03.1992; опубл. 30.04.1995.
7. Никкульшин Е.Н. Опыт термогазохимического воздействия на ПЗП с применением бинарных систем (ТГХВ БС-В) в условиях ПАО «Оренбургнефть» / Е.Н. Никкульшин, Д.М. Ишкинина, А.А. Мещеряков [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2018. – № 9. – С. 48–51.

8. **Кравченко М.Н.** О переоценке перспективных запасов баженовских отложений с учетом зрелости керогена и его термодеструкции / М.Н. Кравченко, Н.Н. Диева, А.В. Мурадов [и др.] // Углеводородный и минерально-сырьевой потенциал кристаллического фундамента: Материалы Междунар. науч.-практ. конф. – Казань: Ихлас, 2019. – С. 70–73.
9. **Кокарев М.О.** Разработка технологии повышения нефтеотдачи пластов на поздней стадии эксплуатации месторождения / М.О. Кокарев, А.В. Мирский // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 109–113.
10. **Кравченко М.Н.,** Мурадов А.В., Диева Н.Н., Перехожев Ф.А., Методы внутрипластового горения на керогеносодержащих пластах / М.Н. Кравченко, А.В. Мурадов, Н.Н. Диева [и др.] // Neftgaz.ru. (Деловой журнал). – 2017. – № 10. – С. 50–54.
11. **Диева Н.Н.** Обоснование на основе численного моделирования выбора методов теплового воздействия на керогеносодержащие пласты / Н.Н. Диева, М.Н. Кравченко, А.А. Набиуллина // Актуальные проблемы геологии нефти и газа Сибири: Материалы 2-й Всеросс. науч. конф. молодых ученых и студентов, посв. 85-лет. акад. А.Э. Конторовича / Ин-т нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН; Новосиб. гос. ун-т. – Новосибирск: ИПЦ НГУ, 2019. – С. 37–39.
12. **Михайлова А.Н.** Влияние гидротермального воздействия и длительной экстракции на генерацию углеводородов из керогена доманиковой породы / А.Н. Михайлова, Г.П. Каюкова // Известия Уфимского научного центра РАН. – 2019. – № 4. – С. 102–106.
13. **Каюкова Г.П.** Изменения нефтегенерационного потенциала доманиковых пород в условиях гидротермальных и пиролитических воздействий. [Электрон. ресурс] / Г.П. Каюкова, Н.М. Хасанова, Д.Т. Габдрахманов [и др.] // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2017. – Вып. 4(19). – С.1–17. – Режим доступа: <http://oilgasjournal.ru>.
14. **Каюкова Г.П.** Превращения остаточной нефти продуктивных пластов Ромашкинского месторождения при гидротермальном воздействии / Г.П. Каюкова, А.М. Киямова, Л.З. Нигмедзянова [и др.] // Нефтехимия. – Т. 47. – 2007. – № 5. – С. 349–361.
15. **Абрамов В.Ю.** О некоторых литолого-стратиграфических и геолого-промысловых характеристиках продуктивных горизонтов Западно-Ленинградской площади Ромашкинского месторождения / В.Ю. Абрамов, П.Н. Власов // Вестник РУДН. Серия Инженерные исследования. – 2015. – № 1. – С. 27–36.
16. **Гуськов Д.В.** Особенности залежей нефти в карбонатных коллекторах Куакбашского вала Ромашкинского месторождения и обводнения добывающих скважин. [Электрон. ресурс] / Д.В. Гуськов, И.Ф. Галимов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012 – Т. 7. – №4. – С. 1–6. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/4/62_2012.pdf.
17. **Хисамов Р.С.** Особенности геологического строения и разработки многопластовых нефтяных месторождений / Р.С. Хисамов. – Казань: Мониторинг, 1996. – 289 с.
18. **Каплан Л.С.** Введение в технологию и технику нефтедобычи / Л.С. Каплан, У.З. Ражетдинов. – Уфа, 1993. – 250 с.
19. **Юдин В.А.** Теплоёмкость и теплопроводность пород и флюидов баженовской свиты – исходные данные для численного моделирования тепловых способов разработки / В.А. Юдин, А.В. Королев, И.В. Афанаскин [и др.]. – М.: ФГУ ФНЦ НИИСИ РАН, 2015. – 225 с.
20. **Федорова А.Э.** Исследование изменения физико-химических свойств добываемых нефтей на продуктивных горизонтах Ромашкинского месторождения в процессе разработки [Электрон. ресурс] / А.Э. Федорова. – Режим доступа: <http://www.tatnipi.ru/upload/sms/2015/npo/005.pdf>

ОБ АВТОМАТИЗАЦИИ СОЗДАНИЯ БАНКА ВОПРОСОВ ФИЗИКО-МАТЕМАТИЧЕСКИХ ДИСЦИПЛИН В СИСТЕМЕ MOODLE



Пивоваров Дмитрий Евгеньевич

Кандидат физико-математических наук, доцент кафедры нефтегазовой и подземной гидромеханики Российского государственного университета нефти и газа им. И.М.Губкина

Аннотация. Переход на дистанционное обучение ознаменовался расширением фонда оценочных средств преподавателей вузов. Это связано с отсутствием очного контроля за действиями студентов и, как следствие, увеличением вероятности «списывания». Большой перечень задач, в которых отсутствуют повторяющиеся данные, усложняет студенту задачу «обмануть» систему, но и заставляет преподавателя искать пути автоматизации процесса создания перечня задач и проверки их решений. В настоящей работе представлен опыт решения данной задачи на примере подготовки тестов и задач по физико-математическим дисциплинам, числовые данные в которых играют ключевую роль. Представлен подход автоматизации создания банка вопросов в системе Moodle. Предложен формат записи задач и реализована библиотека обработки этого формата. Демонстрируется работа с реализованной библиотекой.