

ПРЯМАЯ И ОБРАТНАЯ ЗАДАЧА КОМПЛЕКСНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ ТГХВ БС

Г. Г. Лазарева^{1,2,3}, М. А. Шишленин^{1,2,5}, Р. А. Идиятуллин⁴, Е. А. Федоров¹,
В. Б. Заволжский⁴, И.В. Хлестов⁴

¹ *Институт вычислительной математики и математической геофизики СО РАН, 630090, Новосибирск*

² *Новосибирский государственный университет, 630073, Новосибирск*

³ *Новосибирский государственный технический университет, 630090, Новосибирск*

⁴ *ООО "Центр Нефтяных Технологий", 119526, Москва*

⁵ *Институт математики им. С.Л. Соболева СО РАН, 630090, Новосибирск*

УДК 519.633

Представлены прямая и обратная задача моделирования комплексного воздействия с применением технологии термогазохимического воздействия бинарным составом на скважинах. Для возможности обоснования параметров ведущихся промышленных испытаний разработан быстродействующий расчетный модуль для выполнения расчетов технологическими службами сервисного предприятия. Обратная задача поставлена для получения оптимальных значений объемов закачки реагентов. Приведен пример применения пакета программ на пермско-карбониферной залежи Усинского месторождения ООО ЛУКОЙЛ-Коми, который показывает рабочую точность прогноза работ по комплексному воздействию на призабойную зону продуктивного пласта закачиваемыми бинарными химическими системами (монотопливом) на основе неорганических солей.

Ключевые слова: математическое моделирование, тепломассоперенос, добыча нефти

Введение

Одной из основных задач современной разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений является повышение нефтеотдачи пластов. Значительный прирост добычи нефти от применения различных современных методов воздействия по сравнению с традиционными методами разработки достигается, в основном, в пластах с повышенной вязкостью нефти, обводненных пластах и низкопроницаемых коллекторах. Доля трудноизвлекаемых запасов нефти в мире непрерывно растет и новые методы по их добыче становятся все более востребованными. При разработке, основным средством воздействия на месторождения с высоковязкими нефтями является тепло, закачиваемое в продуктивный пласт. Масштабный прогрев продуктивного пласта, содержащего как тяжелую, так и обычную нефть, экономически и технологически должен быть выгоден, т.к. нагрев нефти, например, от 30°C до 130°C приводит к многократному снижению вязкости и повышению подвижности нефти. Соответственно, производительность добываемой продукции может возрасти в несколько раз.

Необходимым элементом решения задачи наиболее полного извлечения запасов при максимальной экономической рентабельности является математическое моделирование. Начиная с 60-х годов создаются математические геолого-технологические модели месторождений, анализируется эффективность применения способов добычи, разрабатываются программные комплексы для нахождения способов повышения нефтеотдачи пластов на основе математического моделирования. Без вычислительных технологий прогресс в этой области невозможен, так как аналитические методы решения ограничены рассмотрением упрощенных случаев с высокой степенью симметрии или дают приближенные оценки для нелинейных задач. В настоящее время разработано большое количество методов решения широкого класса задач подземной гидромеханики,

изучены их свойства и правомерность их использования. На основе существующих и хорошо апробированных методов решения разработано большое количество пакетов программ для моделирования различных аспектов процесса разработки месторождений с целью предсказания их характеристик и рабочих параметров современных инженерных устройств. Наряду с отечественными комплексами программ ГЕОПАК (СибНИИИП, Тюмень), SUTRA и LAURA (ВНИИнефть, Москва), Weatherford (Weatherford, Москва), TimeZYX (группа компаний Траст), HydroGeo (ТПУ), T-Navigator (RF Dinamics, г.Москва) в России известны и широко используются зарубежные пакеты программ Property, ECLIPS, PETREL и SIS (Schlumberger), IRAR RMS, Irap и TEMPEST-MORE (ROXAR), VIP (Halliburton), Stratamodel, Total Drilling Performance (Landmark), SKUA/GOCAD Engineering Modeling (Paradigm Geophysical), Tigress (Geotrace Tigress Software).

Несмотря на развитую теорию, большой опыт успешного применения методов решения и существование созданных на их основе готовых пакетов программ, решение задач в случае создания новой технологии, основанной на принципиально новых принципах, требует особого подхода. В работе представлены математическая модель комплексного воздействия с применением технологии термогазохимического воздействия бинарным составом (ТГХВ БС) на скважинах. Для возможности обоснования параметров ведущихся промышленных испытаний разработаны математическая модель и быстродействующий расчетный модуль для выполнения расчетов технологическими службами сервисного предприятия. На основе анализа моделируемой технологии выделены наиболее существенные физические процессы: последовательная закачка реагентов, возникновение зоны реакции, разогрев и образование зоны высокого давления в ходе реакции, распространение температурного поля и поля давления по пласту. Построен алгоритм расчета ведущихся натурных испытаний, приведены реальные параметры пласта и закачиваемых реагентов к единой метрической системе. Учтены возможности ввода изменяющихся параметров пласта и закачиваемых веществ, создан удобный интуитивно-понятный интерфейс с возможностью вывода результатов расчета в графическом виде. Поставлена обратная задача для получения оптимальных значений объемов закачки реагентов.

1 Технология ТГХВ БС

Технология ТГХВ БС предусматривает воздействие на призабойную и удаленную зону продуктивного пласта нагнетанием в скважину раствора неорганических солей бинарного состава, с последующим инициированием реакции разложения бинарного состава внутри порово-трещиноватых коллекторов закачкой в пласт растворов неорганических, органических кислот и формальдегидов. В результате разложения компонентов бинарного состава генерируется высокая температура (до 300 – 320°C) и давление, что в комплексе способствует прогреву горной породы и высоковязких углеводородов, и созданию вторичной сетки трещин в продуктивном пласте. В большинстве случаев при обработке призабойной зоны пласта, работы по закачке проводятся через трубное пространство, привлекая специалистов и дополнительную технику КРС. Работы по проведению ТГХВ БС предусматривает возможность закачки БС в скважину и по затрубному пространству (без извлечения насосного оборудования) растворов энерговыделяющего состава и инициатора разложения. Контроль за процессом протекания реакции на забое скважины, в режиме реального времени, производится с помощью высокотемпературной системы измерения, а скорость разложения и температура реакции могут регулироваться концентрацией солей. Результатом термогазохимического воздействия на призабойную зону пласта является восстановление проницаемости ПЗП, снижение вязкости нефти и образование дополнительных каналов фильтрации. Технология разработана специалистами ООО "ЦНТ защищена российскими и зарубежными патентами, прошла экспертизу на промышленную безопасность в лицензированном предприятии ЗАО "Взрывиспытания".

2 Постановка задачи

Выбранная одномерная многофазная модель фильтрационных процессов описывает радиально симметричное распространение веществ в пористой среде из точечного источника [5]. Алгоритм расчета параметров ведущихся натурных испытаний состоит из определения координат зоны реакции и расчета распространения температурного поля и поля давления в пласте. Процесс вытеснения описывается как радиальное распространение реагентов поршневым способом. Решается уравнение теплопроводности с учетом переменных коэффициентов в цилиндрической системе координат:

$$T_t = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(k_T(r) r \frac{\partial T}{\partial r} \right), \quad (1)$$

$$\frac{\partial T}{\partial r} \Big|_{r=0} = \frac{\partial T}{\partial r} \Big|_{r=R} = 0, \quad (2)$$

$$T(r, 0) = T_0(r). \quad (3)$$

где T — температура, $k_T = k_T^l + m_r k_T^r$ — коэффициент температуропроводности, который состоит из значений для нефти/воды k_T^l и породы k_T^r с учетом пористости m_r . Коэффициент температуропроводности

$$k_T^{l,r} = \frac{\lambda^{l,r}}{c^{l,r} \rho^{l,r}},$$

где $\lambda^{l,r}$ — теплопроводность, $c^{l,r}$ — теплоемкость, $\rho^{l,r}$ — плотность, определяется из фактических поверхностных условий.

Зная точные радиальные распределения пористости и других параметров пласта можно построить полную гидродинамическую модель [6, 7] распространения реагентов в пласте с подробным расчетом давления, плотности, скорости, насыщенности, удельной массы и т.д. Для получения оценки результирующего давления в пласте достаточно расчета уравнения пьезопроводности:

$$P_t = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\chi(r) \frac{\partial P}{\partial r} \right), \quad (4)$$

$$\frac{\partial P}{\partial r} \Big|_{r=0} = \frac{\partial P}{\partial r} \Big|_{r=R} = 0, \quad (5)$$

$$P(r, 0) = P_0(r). \quad (6)$$

Здесь P — давление,

$$\chi = \frac{k_r}{\mu(m_r \beta_l + \beta_r)}$$

— коэффициент пьезопроводности, k_r — проницаемость, μ — коэффициент вязкости, β_l , β_r — коэффициенты сжимаемости вещества и пласта. Коэффициент сжимаемости вещества принимается равным коэффициенту сжимаемости воды для области вокруг скважины, реагента в зоне реакции, комбинации коэффициентов сжимаемости воды и нефти в не задействованном пласте. Коэффициент сжимаемости пласта взят для песчаника $\beta_r = 10^{-9} \text{ ms}^2/\text{kg}$.

В качестве начальных данных выбраны температура и давление в пласте (известные в результате натуральных измерений) и в области реакции (непосредственно вычисляемые из данных о закачиваемых реагентах). На границах заданы условия Дирихле. Размер расчетной области задается пользователем, шаг по времени определяется через задаваемые параметры. Вводятся пользователем и в программе приводятся к безразмерному виду параметры пласта и веществ: пористость, проницаемость, пластовое давление, мощность пласта, плотность, объем закачки, коэффициенты сжимаемости, вязкости и температуропроводности.

Для вычисления температуры и давления используется дискретная модель [8] наследующая свойства непрерывной задачи. Разностная схема [9–11] является полностью консервативной и равномерно устойчивой по начальным данным в энергетической сеточной норме. Алгоритм реализации состоит из двух явно разрешимых этапов.

Обратная задача состоит в нахождении вектор-функции начальных данных $q(r) = (T_0(r), P_0(r))$. Решение обратной задачи будем искать минимизируя следующий целевой функционал

$$J(q) = \int_0^L \left(P^2(0, t) - T^2(R, t) \right) dt \rightarrow \min. \quad (7)$$

градиентным методом [16, 17]

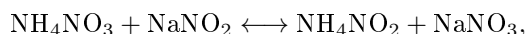
$$q^{(n+1)} = q^{(n)} - \alpha_n J'(q^{(n)}).$$

Здесь $q^{(0)}$ — начальное приближение, α_n — параметр спуска, $J'(q^{(n)})$ — градиент целевого функционала. Предполагается, что начальные данные связаны друг с другом и возможен их пересчет.

Сходимость метода Ландвебера для нелинейной коэффициентной обратной задачи была доказана в работе [14]. Для уменьшения числа итераций можно использовать априорную информацию о принадлежности искомого решения некоторому классу функций [13, 15].

3 Термохимическая реакция

Рассматривается реакция



где NH_4NO_3 — нитрат аммония, NaNO_2 — нитрит натрия, NH_4NO_2 — нитрит аммония, NaNO_3 — нитрат натрия. Количество теплоты, выделяемое при сгорании бинарных смесей вычисляется с использованием соотношения: $Q_T V = (T_{\max} - T_0) M k_T$, где Q_T количество тепла (ккал/м³) для разогрева объема V в кубометрах, T_{\max} — температура в зоне реакции, T_0 — температура в пласте, M — масса раствора, k_T — теплоемкость раствора.

Алгоритм позволяет по объему закачки и процентному соотношению солей в БС определить температуру БС T_{\max} в момент завершения реакции, выделяемую теплоту Q_T , выделяемый объем газов. Используемый алгоритм позволяет определять данные для любого разумного процентного соотношения солей. Зная температуру БС T_{\max} в момент завершения реакции, пористость и проницаемость можно вычислить потери тепла на прогрев пласта. Таким образом удастся достаточно точно определить начальное распределение температуры.

4 Прогноз работ по технологии ТГХВ-БС на скважине Усинского месторождения

Усинское нефтяное месторождение расположено в Республике Коми. Входит в Тимано-Печорскую нефтегазоносную провинцию. Пермокарбоновая (Р+С) залежь нефти открыта в 1968 году, в промышленную эксплуатацию введена в 1977 году. Залежь приурочена к органогенным карбонатным коллекторам трещиннокавернознопорового типа сакмарского и артинского ярусов нижней перми, верхнего карбона и московского и башкирского ярусов среднего карбона. Пермокарбоновая залежь Усинского месторождения отличается сложным геологическим строением, к основным особенностям геолого-физической характеристики относятся аномально высокая вязкость нефти, большая толщина и крайняя неоднородность коллектора.

К сожалению, на текущий момент построить априорных оценок для процесса распределения температуры и давления по пласту в зависимости от количества и скорости прокачки невозможно. Поэтому необходимые данные можно получить только проведением серии численных экспериментов, решая ряд прямых задач. В настоящее время рассматриваемая модель является рабочим инструментом для моделирования работ по ТГХВ БС. Используя представленную математическую модель, специалисты ООО «ЦНТ» провели предварительные расчеты и провели натурные испытания на пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» [12].

Расчеты позволили найти наиболее оптимальный график закачки (см. таблицу) на скважине № 3603 Усинского месторождения при которой максимальная температура на расстоянии 15 м от забоя (рис. 1) превышает 200°С (рис. 2). По истечению 24 часов в призабойной зоне пласта температура зафиксирована на отметке 63°С.

Работы по технологии ТГХВ-БС на скважине №3603 23 ГС Усинского месторождения были проведены 11–13 августа 2016г. Концентрация солей БС 60% , соляной кислоты 12%. Произведен фоновый замер температуры и давления. Анализ результатов термометрии показал, что после 4 часов температура в призабойной зоне пласта (0–10м) составила 74°С. Более того, после 24 часов температура составила 58°С в призабойной зоне пласта. Полученные данные соответствуют расчетным температурам.

Выводы

Представлены прямая и обратная задача моделирования технологии термогазохимического воздействия бинарными составами на скважину. Существующий опыт применения пакета программ на пермо-карбоновой

Таблица 1: Проектный график закачки

Stage	Закачиваемое вещество	Объем жидкости, м ³
1	Активатор	2
2	Буферная закачка технической воды	2
3	Закачка ВС	2
4	Буферная закачка технической воды	5
5	Закачка соляной кислоты	12
6	Продавочная техническая вода	20
7	Остановка закачки	

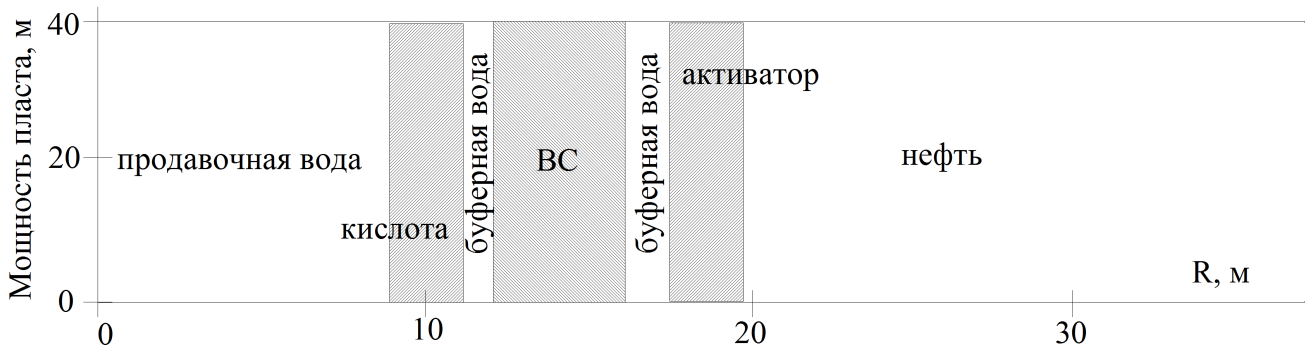


Рис. 1: Визуализация профиля проникновения ВС

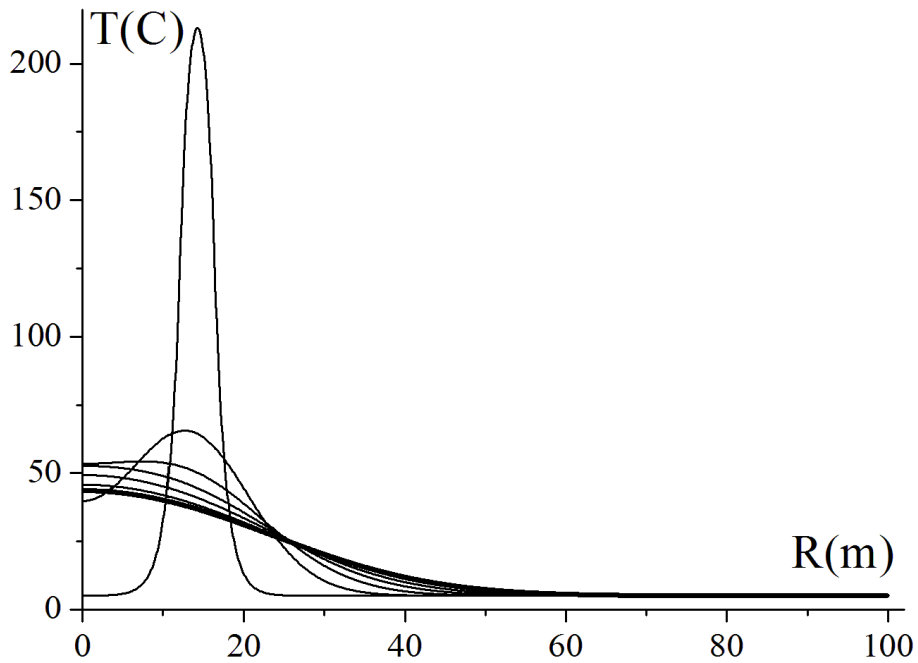


Рис. 2: График теплового фронта вытеснения нефти через: 17 мин, 4, 9, 13, 17, 21, 24 час

залежи Усинского месторождения ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», показывает рабочую точность прогноза работ по комплексному воздействию на призабойную зону продуктивного пласта закачиваемыми бинарными химическими системами (монотопливом) на основе неорганических солей.

Список литературы

- [1] Economides M.J., Kenneth G. Nolte Reservoir Stimulation. Third Edition. – McDowell, Schlumberger: John Wiley and Sons, 2000.
- [2] Регламент на проведение работ «Термогазохимического воздействие на призабойную зону пласта с применением бинарной системы (ТГХВ БС)», РД — Москва 2014 — 16 с.
- [3] Хисамов Р.С. Особенности геологического строения и разработки многопластовых нефтяных месторождений // Материалы международной научно-практической конференции. — Казань: Изд-во «ФЭН» АН РТ, 2013. — 57–65 с.
- [4] Муслимов Р.Х., Назипов Р.С., Хисамов Р.С., Романов Г.В., Ибатуллин Р.Р., Смелков В.М., Плотникова И.Н. Новейшие методы увеличения нефтеотдачи пластов — теория и практика их применения — М.:ОАО «ВНИИОЭНГ», 2005 — 121 с.
- [5] Басииев К. С, Кочина И. Н., Максимов В. М. Подземная гидромеханика — М.: Недра, 1993. — 416 с.
- [6] Romenski E., Drikakis D., Toro E.F. Conservative models and numerical methods for compressible two-phase flow // J. Sci. Comput. – 2010. – Vol. 42, No 1. – P. 68–95.
- [7] Herard J.M. A three-phase flow model // Mathematical and Computer Modelling. – 2007. – Vol. 45, No 5–6. – P. 732–755.
- [8] Коновалов А. Н. Сопряженно-факторизованные модели в задачах математической физики // Сиб. журн. вычисл. матем., 1:1 (1998), 25–58.
- [9] Коновалов А.Н. Сопряженно-согласованные аппроксимации и экономичные дискретные реализации для динамической задачи линейной теории упругости // Дифференц. уравнения. 2010. т. 46. № 7. с. 1004–1010.
- [10] Коновалов А. Н. Итерационные методы для операторных уравнений с сопряженно-факторизованной структурой // Сиб. матем. журн., 41:2 (2000), 370–384
- [11] А.Н. Коновалов, Ю.П. Попов Оптимальные явно разрешимые дискретные модели с контролируемым дисбалансом полной механической энергии для динамических задач линейной теории упругости // Сибирский математический журнал, 2015. Том 56, №5, стр. 1092–1099.
- [12] Технологическая схема опытно-промышленной разработки актуальных участков пермо - карбоновой залежи Усинского месторождения // ООО "ЛУКОЙЛ-Коми отчет ООО "ЛУКОЙЛ — Инжиниринг "ПечорНИПИнефть— Ухта 2011 — 120 с.
- [13] Кабанихин С.И., Шишленин М.А. Об использовании априорной информации в коэффициентных обратных задачах для гиперболических уравнений // Тр. ИММ УрО РАН. 2012. Т. 18, № 1. С. 147–164.
- [14] Kabanikhin S.I., Scherzer O., Shishlenin M.A. Iteration methods for solving a two dimensional inverse problem for a hyperbolic equation // Journal of Inverse and Ill-Posed Problems. 2003. V. 11, iss. 1. P. 87–109.
- [15] Kabanikhin S.I., Shishlenin M.A. Quasi-solution in inverse coefficient problems // Journal of Inverse and Ill-Posed Problems. 2008. V. 16, iss. 7. P. 705–713.
- [16] Kabanikhin S.I. Definitions and examples of inverse and ill-posed problems // Journal of Inverse and Ill-Posed Problems. 2008. V. 16, iss. 4. P. 317–357.
- [17] Belonosov A., Shishlenin M. Regularization methods of the continuation problem for the parabolic equation // Lecture Notes in Computer Science (including subseries Lecture Notes in Artificial Intelligence and Lecture Notes in Bioinformatics). 2017. 10187 LNCS. P. 220–226.

*Галина Геннадьевна Лазарева — чл.-корр. д.ф.-м.н., ст. науч.сотр. Института
вычислительной математики и математической геофизики СО РАН;
e-mail: lazareva@ssd.sscs.ru;*

*Максим Александрович Шишленин — д.ф.-м.н., ст. науч.сотр. Института
вычислительной математики и математической геофизики СО РАН;
e-mail: mshishlenin@ngs.ru;*

*Рафаэль Альбертович Идиятуллин — начальник ПТО ООО "Центр Нефтяных Технологий";
e-mail: 01.idiyatullin@gmail.com;*

*Егор Александрович Федоров — мл. науч.сотр. Института
вычислительной математики и математической геофизики СО РАН;
e-mail: forallepsilon@yandex.ru;*

*Виктор Борисович Заволжский — Генеральный директор ООО "Центр Нефтяных Технологий";
e-mail: victor@cnt-komitat.com;*

*Иван Валерьевич Хлестов — Директор ООО "Центр Нефтяных Технологий";
e-mail: ivan.khl@gmail.com.*

Дата поступления — 31 мая 2017 г.