

Разработка методики моделирования выхода синтетической нефти с использованием пиролитических параметров ОВ пород баженовской свиты

Д.А. Метт

к.т.н., начальник отдела геологического изучения нетрадиционных объектов
Dmitrij.Mett@lukoil.com

Н.Т. Николаева

ведущий специалист отдела геологического изучения нетрадиционных объектов
Tatyana.Nikolaeva@lukoil.com

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия

В данной статье представлен новый подход к моделированию термогазового воздействия с использованием ПО CMG STARS. Суть предлагаемого подхода заключается в прямом учете различных углеводородных комплексов в геолого-гидродинамической модели. Рассматриваемый подход позволяет учитывать геохимические параметры полученные на основании керновых исследований, кроме того происходит значительная экономия расчетного времени.

Материалы и методы

Гидродинамическое моделирование

Ключевые слова

баженовская свита, лабораторные исследования, гидродинамическая модель, термогазовый метод, геохимия

Нефтяное сообщество проявляет все больший интерес к баженовским отложениям, а именно к их части, содержащей органическое вещество (так под действием пиролиза возможно получить из 1 м³ породы порядка 50–80 литров синтетической нефти). Благодаря усилиям компании АО «РИТЭК» и лично профессора В.И. Грайфера, а также идеолога метода термогазового воздействия (далее — ТГВ) А.А. Боксермана, на базе АО «ВНИИнефть» им. А.П. Крылова было проведено большое количество лабораторных экспериментов (в том числе эксперимент по трубе горения [3-4]), доказавших возможность получения синтетической нефти из непроницаемой части разреза баженовских отложений. В статье [5] показан использующийся в настоящее время подход к моделированию механизма ТГВ на симуляторе CMG STARS. Кроме того, силами АО «РИТЭК» был запущен и успешно продолжается промышленный эксперимент по ТГВ [3-4].

Поскольку в лабораторных и промышленных условиях были принципиально решены вопросы реализации ТГВ и получения синтетической нефти, то настало время осмысления полученных результатов и поиск путей оптимизации процессов.

Основным инструментом моделирования термогазового процесса является ПО CMG STARS, и если при моделировании лабораторных экспериментов в большей степени понятно, как задавать исходные данные, то в условиях адаптации промышленных данных возникают большие неопределенности. В частности, возникают вопросы в распределении керогена, как твердого вещества, по разрезу и в межскважинном пространстве. Ввиду ограниченного количества керновых исследований на текущий момент не представляется возможным создать геологическую модель распределения керогена. Кроме того, опыт моделирования лабораторных экспериментов показал необходимость значительных вычислительных затрат на моделирование подробного описания процессов. Следовательно, необходима разработка новых подходов к описанию и управлению термогазового процесса в условиях текущей возможности изучения непроницаемой части баженовских отложений. Одним из подходов может являться использование данных пирогамм для прямой группировки компонентов по температурам. Как было показано в статье В.Д. Немовой и Т.А. Матюхиной (Экспозиция Нефть Газ. 2018. №4. С. 23–26), на основе пиролиза возможно получение геологической модели распределения пиролитических данных. Рассмотрим предлагаемый подход более подробно.

На моделируемом участке мы имеем данные геохимических параметров органического вещества, полученные в результате пиролиза на установке Rock-Eval 6 в режиме «Bulk Rock», выполненные до и после экстракции. Для пирогамм до экстракции порода баженовской свиты характерно наличие (иногда значительное) пика, установленного после начала подъема температуры нагрева от 300°C, и являющегося промежуточным между пиками S1 (S1r) и S2 (S2b), так называемого пика S2a. Этот пик устанавливается при проведении анализа по методике «Reservoir» (пиролиз насыщенной породы-коллектора) и соответствует термическому испарению сорбированной микро нефти (тяжелых УВ (C15-C40)). Благодаря пиролитическим исследованиям, проведенным до и после экстракции керна органическими растворителями, полученные результаты компенсируются и интерпретируются следующим образом:

- **пик S_{до экс.}** — количество десорбированных легких, преимущественно газообразных углеводородов (УВ);
- **пик S1_{до экс.}** — количество термодесорбированных свободных жидких УВ («легкая нефть»);
- **ΔS2=S2_{до экс.} - S2_{после экс.}** — количество термодесорбированных высокомолекулярных УВ и гетероатомных соединений нефтяного ряда — «тяжелая нефть» (приблизительно соответствует пику S2a, фиксируемый в режиме «Reservoir»);
- **пик S2_{после экс.}** — продукты крекинга керогена (приблизительно соответствует пику S2b, фиксируемый в режиме «Reservoir»).

На рис. 1 показаны условные пирогаммы до и после экстракции образцов. В таблице 1 приведены средние значения геохимических параметров, рассчитанные из результатов до и после экстракции.

S1 _{до экс.}	10.025 мг УВ/г породы
ΔS2=S2 _{до экс.} - S2 _{после экс.} (S2a)	4.06 мг УВ/г породы
S2 _{после экс.} (S2b)	3.38 мг УВ/г породы

Таб. 1 — Результаты пиролитических исследований Rock-Eval образцов керна, полученные до и после экстракции (метод «Bulk Rock»)

Tab. 1 — Results of pyrolysis method Rock-Eval on core samples before and after extraction («Bulk Rock» method)

Имеем данные по выходу УВ из грамма породы, где S1_{до экс.} — «легкая» нефть, ΔS2 — «тяжелая нефть» и S2_{после экс.} — продукты крекинга керогена.

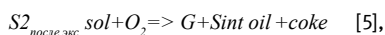
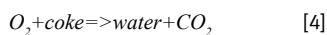
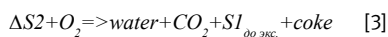
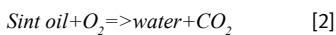
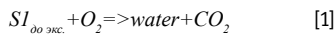
На примере линейной модели в симуляторе CMG STARS опробован данный способ. Размеры ячеек составляют 10x10x1 (м). Расстояние между скважинами — 500 м. Проницаемость — 10 мД, пористость — 0,1 д.е. (рис. 2).

Синтетическая нефть должна появиться только после крекинга керогена (термолиза). Таким образом, компонент $S2_{\text{после экс.}}$ моделируем твердым веществом, из которого при повышении температуры выделяется жидкая синтетическая нефть, газ и кокс (остаток). При пластовых условиях твердый компонент неподвижен, но занимает поровый объем, пористость пересчитывается с учетом твердого вещества.

Композиционная модель нефти и газа (PVT-модель) создана в программном комплексе Winprop и адаптирована на пробу пластовой нефти. Исходные углеводородные компоненты объединены в пять псевдокомпонентов: CH_4 , G, $S1$ ($S1_{\text{до экс.}}$), $\Delta S2$, Sint oil (синтетическая нефть, пик $S2_{\text{после экс.}}$). Поскольку в продуктах окисления нефти и в закачиваемом газе присутствуют O_2 , N_2 и CO_2 , в модели нефти данные компоненты выделены отдельно. Свойства синтетической нефти (Sint oil) задаются равными $S1_{\text{до экс.}}$. В начальном составе нефти Sint oil нет. G — газ, соответствующий углеводородному газу состава «C2-C4».

Мольное содержание компонентов рассчитывается через объемное содержание.

Исходя из формализованной схемы термических превращений углеводородных групп, учета указанного разделения флюидов на компоненты (PVT модель), результатов различных экспериментов и проведенного анализа чувствительности, целью которого являлось сокращение количества уравнений, можно записать формализованную модель химических реакций, протекающих при внутрипластовом горении в следующем виде:



где $S2_{\text{после экс.}}$ sol — это условный «S2 твердый»; coke — кокс.

Стехиометрические коэффициенты в уравнениях 1–4 рассчитываются исходя из значений молекулярной массы. Для подсчета стехиометрических коэффициентов в уравнении 5 необходимо использовать соотношение пиролизуемого и непиролизуемого органического углерода в геохимических исследованиях (таб. 2): «S2 твердый» = Газ + кокс + Sint oil, «S2 твердый» — это условная величина, где кокс — непиролизуемое вещество.

Из таблиц 1–2 находим соотношение пиролизуемого и непиролизуемого

PC	пиролизуемый	1.39	% масс.
RC	непиролизуемый	1.54	% масс.

Таб. 2 — Количество пиролизуемого и непиролизуемого органического углерода
Tab. 2 — Content pyrolysis and nopyrolysis organic carbon

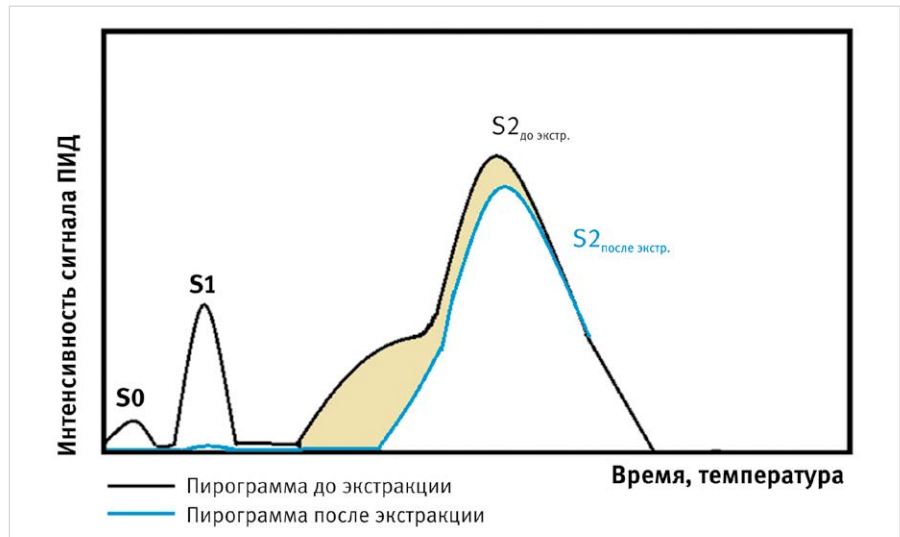


Рис. 1 — Условная пирограмма до и после экстракции
Fig. 1 — Schematic pyrogram before and after extraction

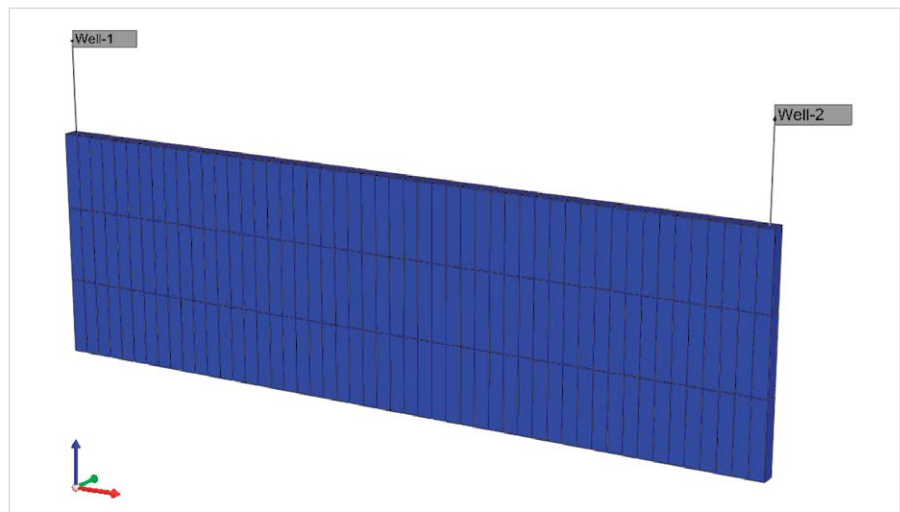


Рис. 2 — «Приближенная» модель в CMG-STARS
Fig. 2 — Approximate model (CMG Stars)

органического углерода в данном уравнении (кокс и «S2 жидкий»). Таким образом, мы получаем (стехиометрические коэффициенты) соотношение пиролизуемого/непиролизуемого органического углерода равным 0,25/1,54. Молекулярная масса «S2 твердый» задается исходя из уравнения 5.

Для создания модели необходимо соотношение коэффициентов пиков $S1_{\text{до экс.}}$, $\Delta S2$ и $S2_{\text{после экс.}}$, для этого необходимо рассчитать объемное содержание пиков $S1_{\text{до экс.}}$, $\Delta S2$ и $S2_{\text{после экс.}}$ (Sint oil):

$$m_{\text{породы}} = \rho_{\text{породы}} \cdot V_{\text{породы}}$$

где $m_{\text{породы}}$ — вес породы, $\rho_{\text{породы}}$ — плотность породы, $V_{\text{породы}}$ — объем породы, рассчитываемый из объема ячейки.

$$m(S1_{\text{до экс.}}; \Delta S2; \text{Sint oil}) = C(S1_{\text{до экс.}}; \Delta S2; \text{Sint oil}) \cdot m_{\text{породы}}$$

где $m(S1_{\text{до экс.}}; \Delta S2; \text{Sint oil})$ — вес каждой фракции, C — концентрация фракции.

Объемное содержание фракций рассчитывается:

$$V(S1_{\text{до экс.}}; \Delta S2; \text{Sint oil}) = m(S1_{\text{до экс.}}; \Delta S2; \text{Sint oil}) / \rho(S1_{\text{до экс.}}; \Delta S2; \text{Sint oil})$$

После чего пересчитываем соотношение.

Плотность фракции неизвестна. По результатам пиролиза Rock-Eval в пик $S1_{\text{до экс.}}$ входят низкомолекулярные углеводороды состава C_5-C_{15} . Таким образом, берем примерную плотность исходя из предполагаемого состава фракции.

Таким образом, получено содержание $S1_{\text{до экс.}}$ и $\Delta S2$, которые в гидродинамической модели (далее — ГДМ) отражают количество «нативной нефти».

Модель адаптируется на выход нефти в мг УВ на грамм породы. Переменными параметрами являются: кинетические параметры, PVT модель. Стоит отметить, что адаптируется выход УВ с грамма породы, а не добыча нефти. Адаптация приведена в таб. 3.

Данный подход позволяет использовать в полномасштабной геолого-гидродинамической модели прямой учет данных геохимических исследований (пирограммы), без расчета содержания керогена в породе через физико-химические свойства (плотность, молекулярная масса), которые недостаточно изучены, что вносит неопределенность при моделировании термогазового процесса.

Использование данного подхода позволяет детальней описать ТГВ, так как в ГДМ сразу закладываются данные по

	Концентрация мг УВ/г породы		Ошибка, %
	Факт	Расчет	
S1 _{до экс.}	10.02	10.00	4.7
$\Delta S2 = S2_{\text{до экс.}} - S2_{\text{после экс.}}$ (S2a)	4.06	4.10	4.7
S2 _{после экс.} (Sint oil)	3.38	3.40	2.1

Tab. 3 — Адаптация пиролитических исследований в ГДМ
Tab. 3 — Pyrolysis data reproduction on the model

максимальному выходу нефти из породы, зависящему от температуры.

В используемом на сегодняшний день методе не задается количество нефти, которое может образовываться из керогена. Образование синтетической нефти задается химическим уравнением, распределение керогена пересчитывается через ТОС. Количество полученной нефти будет зависеть от кинетических параметров, распределения керогена, то есть большого количества факторов (неопределенностей). Новый метод позволяет снизить количество неопределенностей.

Итоги

Разработана методика моделирования выхода синтетической нефти с использованием пиролитических параметров ОБ пород баженовской свиты.

Выводы

Представленный подход позволяет проводить прямой учет геохимических исследований в полномасштабной геолого-гидродинамической модели.

Подобная схема позволяет значительно ускорить процесс расчета ТГВ.

При представленном подходе, несмотря на обобщение некоторых параметров, существенно улучшается детализация описания теромогазового процесса в условиях «большой» модели.

Список литературы

1. Алекперов В.Ю., Грайфер В.И., Николаев Н.М., Карпов В.Б., Кокорев В.И. и др. Новый отечественный способ разработки месторождений баженовской свиты (часть 1) //

Нефтяное хозяйство. 2013. №12. С. 100–105.

2. Алекперов В.Ю., Грайфер В.И., Николаев Н.М., Карпов В.Б., Кокорев В.И. и др. Новый отечественный способ разработки месторождений баженовской свиты (часть 2) // Нефтяное хозяйство. 2014. №1. С. 50–53.
3. Никитина Е.А., Кузьмичев А.Н., Чаруев С.А., Васильевский А.В., Толоконский С.И. Экспериментальная оценка продуктов пиролиза органического вещества баженовской свиты. Международный научный симпозиум «Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов». Москва, 2017.
4. Никитина Е.А., Толоконский С.И., Дарищев В.И., Палий А.П., Ахмадейшин И.А. Условия образования топлива при применении термического воздействия на пластах баженовской свиты. М.: ВНИИнефть, 2016. 182 с.
5. Шахмаев А.М., Симаков Я.О., Пятибратов П.В., Мосесян А.А. Численная реализация механизма теромогазового воздействия на двумерной модели // Экспозиция Нефть Газ. 2018. №1. С. 39–45.

ENGLISH

OIL PRODUCTION

Development of a methodology for modeling the yield of synthetic oil using pyrolytic parameters of the organic matter of rocks from the Bazhenov formation

UDC 622.276 + 551

Authors:

Dmitriy A. Mett — Ph.D., head of the department of geological studies of unconventional resources; Dmitrij.Mett@lukoil.com

Tat'yana N. Nikolaeva — leading specialist of the department of geological studies of unconventional resources; Tatyana.Nikolaeva@lukoil.com

LLC "LUKOIL-Engineering", Moscow, Russian Federation

Abstract

This article presents a new approach to simulating thermal gas effects using the CMG STARS software. The essence of the proposed approach is the direct consideration of various hydrocarbon and organic complexes in the geological and hydrodynamic model. This approach allows taking into account the geochemical parameters obtained on the basis of core and geophysical studies, in addition, there is a significant decrease in the computation time.

Materials and methods

Hydrodynamic modeling

Results

We have developed technique for modeling the yield of synthetic petroleum using the pyrolytic parameters of the organic matter of rocks from the Bazhenov formation.

Conclusions

The presented approach allows to carry out a direct incorporation of geochemical studies in a full-scale geological-hydrodynamic model.

Such scheme makes it possible to significantly accelerate the calculation of the thermal gas effect.

With the presented approach, in spite of the generalization of some parameters, the detailed description of the thermal gas process in the conditions of the "large" model is substantially improved.

Keywords

bazhenov formation, laboratory tests, hydrodynamic model, thermal gas method, geochemistry

References

1. Alekperov V.Yu., Grayfer V.I., Nikolaev N.M., Karpov V.B., Kokorev V.I. and others. *Novyy otechestvennyy sposob razrabotki mestorozhdeniy bazhenovskoy svity* (chast' 1) [A new Russian Oil-Recovery method for Exploring the Bazhenov Formation's Deposits (part 1)]. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2013, issue 12, pp. 100–105.
2. Alekperov V.Yu., Grayfer V.I., Nikolaev N.M., Karpov V.B., Kokorev V.I. and others. *Novyy otechestvennyy sposob razrabotki mestorozhdeniy bazhenovskoy svity* (chast' 2) [A new Russian Oil-Recovery method for Exploring the Bazhenov Formation's Deposits (part 2)]. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2014, issue 1, pp. 50–53.
3. Nikitina E.A., Kuz'michev A.N., Charuev S.A., Vasil'evskiy A.V., Tolokonkiy S.I. *Ekspperimental'naya otsenka produktov piroliza organicheskogo veshchestva bazhenovskoy svity* [Experimental evaluation of pyrolysis products of the organic matter of the Bazhenov formation] International Scientific Symposium "Theory and Practice of Application of Enhanced Oil Recovery Techniques". Moscow, 2017.
4. Nikitina E.A., Tolokonkiy S.I., Darishchev V.I., Paliy A.P., Akhmadeyshin I.A. *Usloviya obrazovaniya topliva pri primenenii termicheskogo vozdeystviya na plastakh bazhenovskoy svity* [Conditions for the formation of fuels when applying thermal effects on the beds of the Bazhenov formation]. Moscow: *VNIIneft*, 2016, 182 p.
5. Shakhmaev A.M., Simakov Ya.O., Pyatibratov P.V., Mosesyan A.A. *Chislennaya realizatsiya mekhanizma termogazovogo vozdeystviya na dvumernoy modeli* [Numerical implementation of the thermal gas technology mechanism in the 2D model]. *Exposition Oil Gas*, 2018, issue, C. 39–45.