

# Перспективы применения термохимических методов воздействия при разработке залежей баженовской свиты<sup>1</sup>

**Ю.В. Алексеев**, к.т.н.  
(ООО «Газпромнефть-Ангара»),  
**А.А. Ерофеев**,  
**А.А. Пачежертsev**,  
**А.С. Меретин**,  
**Р.Н. Никитин**  
(Московский физико-технический институт)

**Адреса для связи:** Alekseev.YuV@gazprom-neft.ru,  
erofeev.aa@cet-mipt.ru,  
pachezhertsev.aa@cet-mipt.ru,  
meretin.as@cet-mipt.ru,  
nikitin.rn@cet-mipt.ru

**Ключевые слова:** баженовская свита, термохимические методы, органическое вещество, нетрадиционные запасы, низкопроницаемые коллекторы.

Современные подходы к поиску и разведке нетрадиционных запасов углеводородов баженовской свиты практически не отличаются от подходов, применяемых при поисках и разведке традиционных запасов. Большая часть работ посвящена исследованию коллекторских свойств баженовской свиты и методик выделения коллекторов как в разрезе (потенциально продуктивные интервалы, определяемые литотипами с наибольшим пустотным пространством), так и по площади (так называемые sweet-spot). В соответствии с этим подходом из оценки извлекаемых запасов баженовской свиты полностью исключаются углеводороды плотных нефтематеринских пород, что часто приводит к необоснованно пессимистичным прогнозам перспективности участков, несмотря на их большие толщины и высокое содержание органического вещества.

Что касается технологий разработки залежей углеводородов баженовской свиты, то единственной и в настоящее время безальтернативной технологией является разбуривание месторождений в перспективных по пло-

## Prospects for use of thermochemical recovery methods for development of the Bazhenov formation

Yu.V. Alekseev (Gazpromneft JSC, RF, Saint Petersburg)  
A.A. Erofeev, A.A. Pachezhertsev, A.S. Meretin, R.N. Nikitin  
(Moscow Institute of Physics and Technology, Moscow)

E-mail: Alekseev.YuV@gazprom-neft.ru, erofeev.aa@cet-mipt.ru,  
pachezhertsev.aa@cet-mipt.ru, meretin.as@cet-mipt.ru,  
nikitin.rn@cet-mipt.ru

**Key words:** Bazhenov deposits, unconventional resources, thermal recovery methods, organic carbon, hard-to-recover reserves.

The article provides a theoretical basis a high potential for integrated thermochemical methods for the development of deposits of the Bazhenov formation relying on data from laboratory experiments. These experiments proves a high oil generation potential of organic matter - kerogen. The paper also outlines the key processes that occur during heating oil matured rocks that are not captured in existing commercial hydrodynamic simulators, such as changing the porosity and permeability of the rocks as a result of the pyrolysis of kerogen and formation of secondary (induced) fractures under the influence of elevated temperatures. A method of accounting changes in porosity as a result of the pyrolysis of kerogen with an external programming environment. Results of test calculations of heat transfer agent injection showing an increase in porosity and an output of synthetic crude oil. It is necessary to make more precise geological, hydrodynamic and compositional model of fluids and model of chemical reactions, which simulate the development of Bazhenov formation by complex thermochemical methods.

щади зонах по плотной сетке горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта. Эта технология давно применяется при разработке месторождений с традиционными запасами в низкопроницаемых пластах. С учетом невозможности организации системы поддержания пластового давления из-за очень низкой проницаемости пород баженовской свиты эффективность данной технологии невысока. Разработка залежи в режиме истощения и небольшой объем дренирования пласта на одну скважину не позволяют достичь коэффициента извлечения нефти (КИН), превышающего 5–6 %.

В то же время баженовская свита содержит нефтематеринские породы со значительным (до 20 %) количеством органического вещества, а современный генерационный потенциал органического вещества данных пород составляет 450–700 мг углеводородов на 1 г породы при начальном – 575–700 мг/г. Фактически нефтематеринские породы баженовской свиты реализовали от первых процентов до половины своего начального генерационного потенциала [1]. Возможность извлечения углеводородов при

<sup>1</sup>Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства образования и науки Российской Федерации в рамках работ по проекту №14.581.21.0008 от 03.10.14 г (уникальный идентификатор RFMEFI58114X0008).

термическом воздействии на породы баженновской свиты подтверждается результатами экспериментальных исследований на керне [2], объем углеводородов сопоставим и даже может превышать количество легкой нефти, содержащейся в дренируемых потенциально продуктивных интервалах, достигая 80 л/м<sup>3</sup> породы.

На настоящее время проведено множество исследований геохимических характеристик органического вещества, направленных на изучение процесса образования жидкой «синтетической» нефти вследствие термодеструкции керогена [3–5]. Наиболее распространенным и изученным методом исследования геохимических свойств органического вещества является методика Rock Eval, разработанная во Французском институте нефти [6]. Согласно данной методике в ходе пиролиза при ступенчатом нагреве раздробленной породы до температуры 600 °С прибором фиксируется выделение трех пиков органических соединений. На рис. 1 приведена диаграмма пиролиза по методу Rock Eval. В среднем содержание свободных углеводородов в керне баженновской свиты, десорбция которых происходит в интервале температур до 300 °С, изменяется от 0,2 до 1,2 % (1,8–8,2 мг углеводородов/г породы), нефтегенерационный потенциал, определяемый при деструкции керогена изменяется от 1 до 9,6 % (0,9–96,3 мг/г породы). При этом пик  $S_2$  в присутствии большого количества смол в насыщающих флюидах разделяется на пики  $S_{2a}$  и  $S_{2b}$ . Пик  $S_{2a}$  связывают с термодесорбцией захваченных свободных углеводородов в присутствии смол [7].

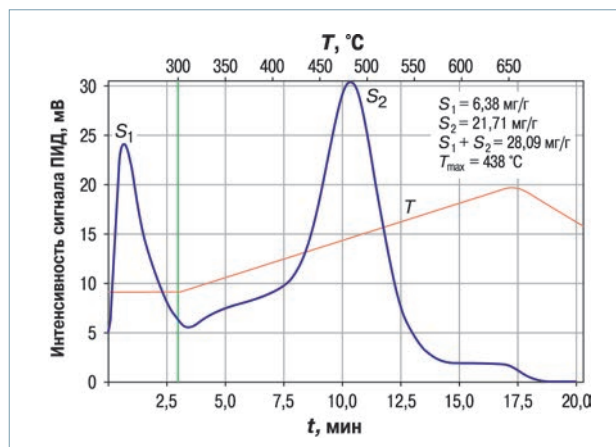


Рис. 1. Распределение пиков  $S_1$  и  $S_2$  для керна баженновской свиты (ПИД – плазменно-ионизационный детектор)

Данные характеристики могут быть положены в основу современного представления о запасах баженновской свиты, они являются подтверждением возможности вовлечения в разработку дополнительных объемов нефти с помощью внешнего воздействия на пласт.

Очевидно, что в подобной ситуации применение только первичных методов разработки не будет технологически эффективным и рентабельным. Следовательно, исследования, посвященные применению вторичных методов воздействия на пласты баженновской свиты, являются очень актуальными. Более того, в случае разработки объектов баженновской свиты с нетра-

диционными запасами корректней ставить вопрос не только о методах воздействия на пласт, но и о новых технологиях разработки с применением комплексных методов воздействия. Помимо повышения степени извлечения нефти из традиционных коллекторов, воздействие на породы баженновской свиты имеет дополнительную цель – воздействие на изначально непроницаемые нефтематеринские породы, содержащие органическое вещество. На этом основаны и комплексные задачи воздействия на пласты баженновской свиты:

1) увеличение степени извлечения углеводородов из условно проницаемых интервалов за счет повышения подвижности нефти;

2) создание дополнительного объема дренирования вследствие образования пустотного пространства (вторичная пористость и трещинноватость), т.е. создание «искусственного коллектора»;

3) физико-химическое воздействие на органическое вещество нефтематеринских пород с целью извлечения из него связанных легких фракций углеводородов;

4) термическое воздействие на вязкие фракции органического вещества (битуминоиды) с целью увеличения их подвижности;

5) инициирование пиролитических процессов с целью конверсии керогена и получения подвижных углеводородов.

Перечисленные задачи могут быть решены только с применением комплексного термохимического воздействия.

В настоящее время опытно-промышленные испытания по извлечению синтетической нефти из керогена с использованием технологии термогазового воздействия (внутрипластового горения) осуществляются компанией «РИТЭК» на Средне-Назымском месторождении [8]. Данная технология заключается в закачке в пласт воздуха для инициирования самопроизвольной внутрипластовой окислительной реакции нефти и образования высокоэффективного вытесняющего агента, смешивающегося с пластовой нефтью. При этом температура на фронте горения может достигать 500–600 °С. Недостатками данной технологии являются невозможность полностью контролировать состав закачиваемого агента, продвижение фронта горения и вероятность прорыва воздуха к добывающим скважинам.

Одним из перспективных способов комплексного термохимического воздействия на пласт является закачка теплоносителя, в качестве которого может быть использован пар, обладающий существенно большей теплоемкостью по сравнению с водой. Кроме того, использование пара в сочетании с углеводородными растворителями при пиролизе позволяет увеличить выход легких углеводородов и снизить количество коксового остатка [9, 10].

Эффективность применения того или иного метода воздействия на пласт из-за сложности физико-химических процессов и динамики геомеханического состояния породобразующих минералов при изменении термобарических условий можно оценить только путем моделирования процессов с применением со-

временного программного обеспечения. Для достоверного прогнозирования показателей разработки при моделировании необходимо учитывать основные особенности теплового воздействия на породы баженоской свиты, такие как:

1) испарение легкой нефти и изменение ее компонентного состава;

2) пиролиз керогена с образованием жидких и газообразных углеводородов;

3) изменение пористости и проницаемости керогеносодержащих пород в процессе пиролиза, в том числе увеличение связанности пустотного пространства за счет разложения керогена, цементирующего породы [11];

4) изменение параметров вмещающей среды (пористости, проницаемости, в том числе развитие техногенной трещиноватости) под действием температуры [12].

Первая особенность учитывается за счет использования композиционной модели, описывающей поведение компонентов пластовых флюидов при изменении термобарических условий, вторая – с помощью использования модели химических превращений, представляющих собой набор стехиометрических уравнений химических реакций, для которых задаются кинетические и энергетические параметры, энергия активации, энтальпия и порядок реакции по реагентам [13]. Подбор указанных параметров должен осуществляться по результатам целого ряда экспериментальных и теоретических исследований. Вследствие слабой изученности как самого объекта моделирования, так и специфики протекания химических реакций пиролиза в пластовых условиях это возможно только на основе исследований генерационного потенциала органического вещества и детального изучения компонентного состава, физических и тепловых свойств керогена.

Учет изменения пористости и проницаемости при пиролизе и тепловом воздействии в процессе закачки теплоносителя является главной особенностью моделирования описываемого выше способа разработки залежей баженоской свиты. При этом проницаемость первоначально непроницаемого или низкопроницаемого пласта может существенно возрасти в результате термического воздействия по следующим причинам:

- трещинообразование, происходящее в порах в результате закачки газа (пара) при высоких температурах;
- проявление термо- и пороупругости в масштабах, как соизмеримых с размерами пор, так и намного превышающих эти размеры;

- трещинообразование под действием нагрева породы вследствие анизотропии модулей упругости и коэффициентов температурного расширения на масштабе порядка размеров минеральных зерен.

Следует отметить, что существующие гидродинамические симуляторы, наиболее проработанным из которых в области моделирования тепловых методов является STARS (CMG), не в полной мере учитывают указанные особенности и не позволяют проводить комплексную оценку термохимического воздействия. В связи с этим предлагается подход к моделированию, заключающийся в совместном использовании коммерческого гидродинамического симулятора и внешней среды для программи-

рования. С помощью последней задаются дополнительные зависимости фильтрационно-емкостных параметров от термобарических условий и состояния активной твердой фазы (керогена). Принципиальная схема предлагаемого подхода показана на рис. 2.

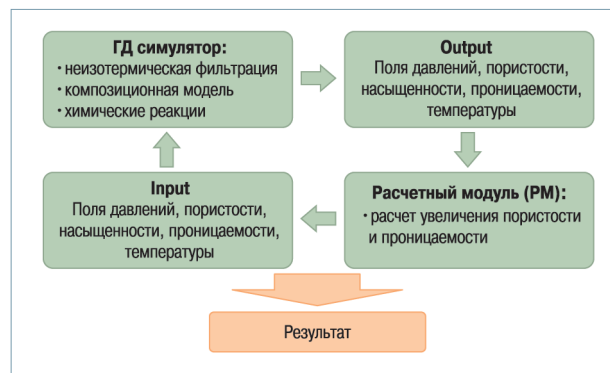


Рис. 2. Принципиальная схема алгоритма расчета

По предложенной схеме были проведены тестовые расчеты закачки теплоносителя в пласт с использованием математического аппарата, учитывающего изменение пористости и проницаемости при прогреве пласта за счет термодесорбции и пиролиза керогена.

Примем, что изменение пористости  $\phi$  при прогреве пласта определяется количеством углеводородов, получаемых в результате нагрева при исследовании на установке Rock Eval

$$\Delta\phi_1 = S_1 \frac{\rho_{rock}}{\rho_{hc}}, \quad (1)$$

$$\Delta\phi_2 = S_2 \frac{\rho_{rock}}{\rho_{ker}}, \quad (2)$$

где  $\rho_{rock}$ ,  $\rho_{hc}$ ,  $\rho_{ker}$  – плотность соответственно горной породы, углеводородов и керогена, кг/м<sup>3</sup>.

Для тестовых расчетов была принята упрощенная модель выхода углеводородов в результате нагрева пласта, по которой количество нефти, выходящее в процессе термического испарения приходится на интервал температур от начальной пластовой до 300 °С (см. рис. 1, пик  $S_1$ ), соответственно количество углеводородов, выходящих в процессе термической деструкции керогена – в интервале от 300 до 600 °С (см. рис. 1, пик  $S_2$ ) [7].

Рост проницаемости порового пространства напрямую связан с ростом пористости. Согласно работе [14] уравнение связи пористости и проницаемости, полученное с использованием модифицированного уравнения Кармана – Козени, имеет вид

$$k = \frac{1}{K_T S_{Vgr}^2} \left( \frac{\phi^3}{(1-\phi)^2} \right), \quad (3)$$

где  $k$  – проницаемость порового пространства;  $K_T$  – коэффициент эффективного зонирования, зависящий от размера и формы пор и зерен, их распределения, извилистости, цементации и типа системы пор;  $S_{Vgr}$  – удельная поверхность пористого материала.

Уравнение (3) широко используется для описания реальных пористых сред. Коэффициент зонирования может существенно отличаться в зонах пласта-коллектора, сложенного породами различного литологического состава, однако в рамках выделенной фильтрационной ячейки остается постоянным.

Тестовые расчеты выполнены на линейной модели, построенной с использованием значений фильтрационно-емкостных и теплофизических параметров, состава и свойств флюидов, насыщающих поровое пространство, данных геохимических исследований пород типового разреза одного из месторождений баженовской свиты. Обобщенная геолого-физическая характеристика разреза приведена в таблице при следующих начальных условиях.

Начальная температура, °С .....	105
Начальное пластовое давление, МПа .....	23,5
Давление насыщения, МПа .....	14,4
Начальная водонасыщенность .....	0,02
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с .....	0,35
Плотность нефти в стандартных условиях, кг/м <sup>3</sup> .....	837

Номер прослоя	Толщина, м	Пористость	Проницаемость, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	S <sub>1</sub> , мг/г	S <sub>2</sub> , мг/г	ТОС, мг/г
1	6,7	0,006	0,024	13,1	80,1	18,9
2	5	0,003	0,094	15,0	74,6	16,4
3	0,3	0,003	9,767	12,5	66,2	16,0
4	7,6	0,004	0,039	11,2	37,1	11,4
5	0,2	0,006	9,320	12,3	46,3	10,9
6	6,5	0,013	0,077	11,8	36,7	11,6
7	0,3	0,007	16,600	9,2	27,9	8,4
8	12,9	0,006	0,053	10,8	32,5	8,5
9	3,2	0,005	0,078	12,8	42,6	5,7

В разрезе выделяются три проницаемых прослоя толщиной 0,2–0,3 м. Высокое содержание общего органического углерода (ТОС) приходится на верхнюю часть типового разреза. Пористость изменяется от 0,3 до 1,3 %.

Начальные условия для моделирования соответствуют реальным пластовым для месторождений баженовской свиты, характеризующихся высокими значениями пластовых температур. Характерными чертами баженовских отложений являются также насыщенность порового пространства легкой подвижной нефтью и очень низкая начальная водонасыщенность.

На рис. 3 приведены результаты тестовых расчетов. При моделировании закачка теплоносителя проводилась

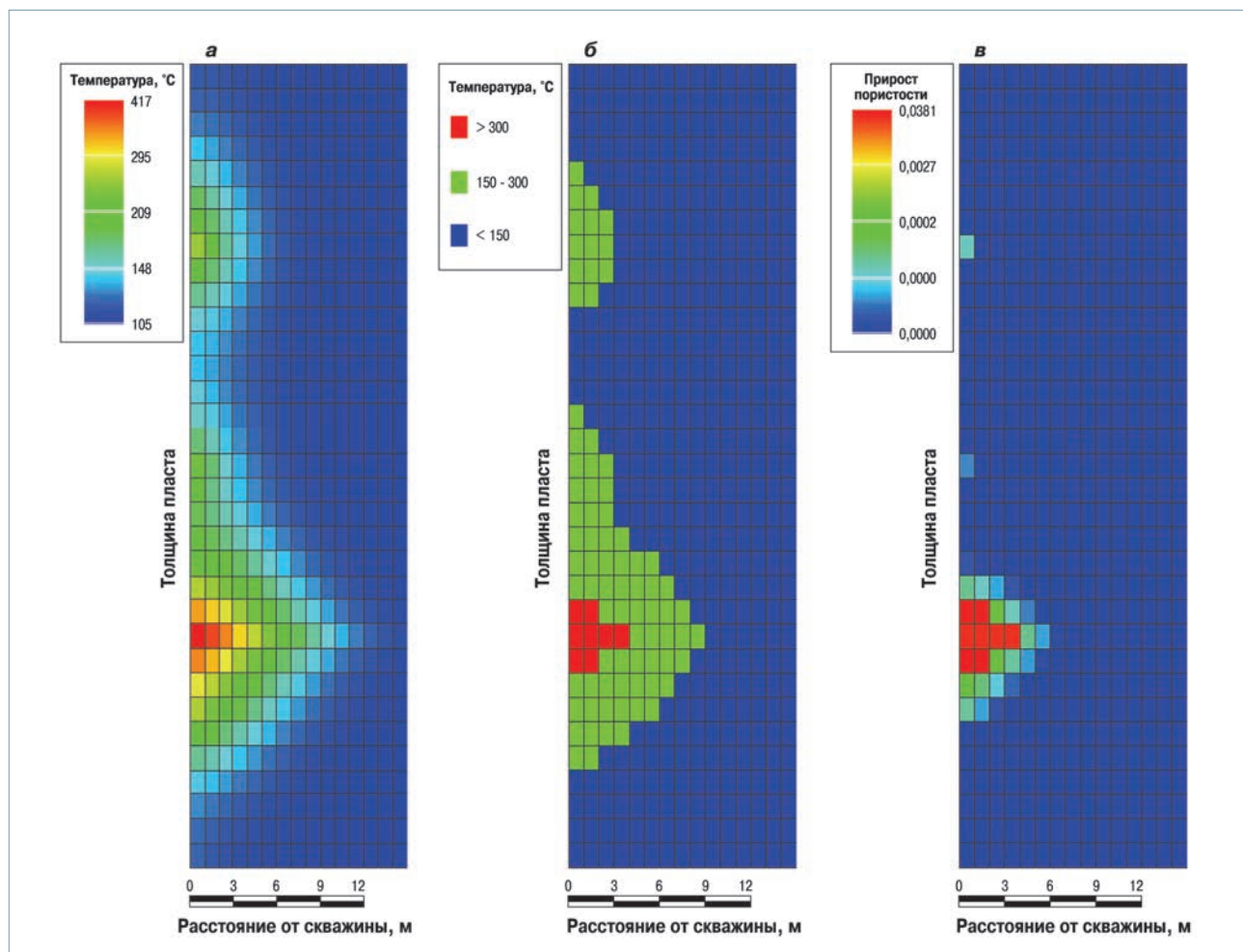


Рис. 3. Результаты тестовых расчетов продвижения теплового фронта (а, б) и изменения пористости (в)

в течение 3 мес, при этом было закачено 36 % общего порового объема. Фронт прогрева продвинулся на 10–12 м неравномерно, преимущественно по наиболее проницаемым прослоям. Максимальная температура прогрева достигла 400 °С. Наибольший прирост пористости достигается в зоне прогрева с температурой более 300 °С и составляет 0,038. Прирост количества подвижных углеводородов в результате прогрева пласта составил 0,244 м<sup>3</sup> (16 % начального значения).

В целом проведенные тестовые расчеты показали увеличение пористости прогретой зоны и образование синтетической нефти, что вместе с результатами лабораторных экспериментов по пиролизу образцов пород баженновской свиты дает основание рассчитывать на перспективность применения термохимических методов для извлечения нетрадиционных запасов нефти. В связи с этим для дальнейшей более точной оценки перспективности и оптимизации указанных методов необходимо проведение работ, в том числе экспериментальных, по:

- созданию композиционной модели пластовых флюидов;
- созданию модели химических реакций;
- созданию модели роста трещиноватости, вызванной пиролизом и высокими температурами;
- учету влияния изменения состава теплоносителя на эффективность технологий.

## Список литературы

1. Самойленко В.В. Геохимия органического вещества Баженовской свиты юго-востока Западной Сибири и генетически связанных с ним флюидов: дис. на соиск. уч. степ. канд. геол.-минерал. наук. – Томск, 2011. – 184 с.
2. Кокорев В.И. Техничко-технологические основы инновационных методов разработки месторождений с трудноизвлекаемыми и нетрадиционными запасами нефти: дис. на соиск. уч. степ. д-ра тех. наук. – М., 2010. – 318 с.
3. Гончаров И.В., Харин В.С. Использование пиролиза в инертной атмосфере при исследовании органического вещества пород // Проблемы нефти и газа Тюмени. – 1982. – Вып. 56. – С. 8–10.
4. Дахнова М.В. Применение геохимических методов исследований при поисках, разведке и разработке месторождений углеводородов // Геология нефти и газа. – 2007. – № 2. – С. 82–89.
5. Мальчихина О.В. Нефтегенерационные свойства керогена баженовской свиты на западной окраине Сургутского свода и формирование залежей нефти пласта ЮС<sub>0</sub>: дис. на соиск. уч. степ. канд. геол.-минерал. наук. – М., 2005. – 150 с.
6. Эспиталие Дж., Дроует С., Макуис Ф. Оценка нефтеносности с помощью прибора Rock-Eval с компьютером // Геология нефти и газа. – 1994. – № 1. – С. 23–32.
7. Баталин О.Ю., Вафина Н.Г. Формы захвата свободных углеводородов керогеном // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. – 2013. – № 10. – С. 418–425
8. Новый отечественный способ разработки месторождений баженовской свиты (часть 2) // В.Ю. Алекперов, В.И. Грайфер, Н.М. Николаев (и др.) // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 1. – С. 50–53.

9. Steam pyrolysis of Bulgarian oil shale kerogen // M. Razvigoва, T. Budinova, B. Petrova (et al.) // Oil Shale. – 2008. – V. 25. – N 1. – P. 27–36.

10. Catalytic Thermal Liquefaction of Oil Shale in Tetralin. I. Johannes/L. Tiikma, H. Luik, H. Tamvelius, J. Krasulina. Laboratory of Oil Shale and Renewables Research, Department of Polymeric Materials, Tallinn University of Technology, International Scholarly Research Network. ISRN Chemical Engineering, 2012. – 11 p.

11. Thermal cracking and corresponding permeability of Fushun oil Shale/Zhiqin Kang (et al.) // Oil Shale. – 2011. – Vol. 28. – N 2. – P. 273–283.

12. Pore Scale Analysis of Oil Shale/Sands Pyrolysis. Chen-Luh Lin, and Jan D. Miller. February 2011. DOE Award No.: DE-FE0001243

13. Пльнин В.В., Фомкин А.В., Уразов С.С. Построение модели химических превращений при гидродинамическом моделировании внутрипластового горения (окисления) // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 12. – С. 100–103.

14. Tiab D. Advances in Petrophysics, Vol. 1 – Flow Units. Lecture Notes Manual, University of Oklahoma, 2000. – P. 129–169.

## References

1. Samoylenko V.V., *Geokhimiya organicheskogo veshchestva bazhenovskoy svity yugo-vostoka Zapadnoy Sibiri i geneticheski svyazannykh s nim flyuidov* (Geochemistry of organic matter of the Bazhenov suite of southeast of Western Siberia and genetically associated fluids): thesis of candidate of geological and mineralogical sciences, Tomsk, 2011.
2. Kokorev V.I., *Tekhniko-tekhnologicheskie osnovy innovatsionnykh metodov razrabotki mestorozhdeniy s trudnoizvlekaemyimi i netraditsionnymi zapasami nefli* (Technical and technological bases of innovative methods of development of oil fields with hard-to-recover and unconventional reserves): thesis of doctor of technical science, Moscow, 2010, 318 p.
3. Goncharov I.V., Kharin V.S., *Using the pyrolysis in an inert atmosphere in the study of rocks organic matter* (In Russ.), *Problemy nefli i gaza Tyumeni*, 1982, V. 56, pp. 8–10.
4. Dakhnova M.V., *Application of geochemical investigations for exploration, prospecting and development of hydrocarbons fields* (In Russ.), *Geologiya nefli i gaza = The Journal Oil and Gas Geology*, 2007, no. 2, pp. 82–89.
5. Mal'chikhina O.V., *Neftegeneratsionnye svoystva kerogena bazhenovskoy svity na zapadnoy okraine Surgut'skogo svoda i formirovaniye zalezhey nefli plasta YuSo* (Oil generation properties of Bazhenov Formation kerogen on the western edge of the Surgut crest and the formation of oil deposits of YuSo reservoir): thesis of candidate of geological and mineralogical sciences, Moscow, 2005.
6. Espitalie Dzh., Drouet S., Makuis F., *Evaluation of oil-bearing using Rock-Eval device and computer* (In Russ.), *Geologiya nefli i gaza = The Journal Oil and Gas Geology*, 1994, no. 1, pp. 23–32.
7. Batalin O.Yu., Vafina N.G., *Forms of free-hydrocarbon capture by kerogen* (In Russ.), *Mezhdunarodnyy zhurnal prikladnykh i fundamental'nykh issledovaniy*, 2013, no. 10, pp. 418–425
8. Alekperov V.Yu., Grayfer V.I., Nikolaev N.M. et al., *New Russian oil-recovery method for exploiting the Bazhenov Formation's deposits. Part 2* (In Russ.), *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 2014, no. 1, pp. 50–53.
9. Razvigoва M., Budinova T., Petrova B. et al., *Steam pyrolysis of Bulgarian oil shale kerogen*, *Oil Shale*, 2008, V. 25, no. 1, pp. 27–36.
10. Johannes I., Tiikma L., Luik H., Tamvelius H., Krasulina J., *Catalytic thermal liquefaction of oil shale in Tetralin*, ISRN Chemical Engineering, 2012, V. 2012, 11 p.
11. Kang Zh., et al., *Thermal cracking and corresponding permeability of Fushun oil Shale*, *Oil Shale*, 2011, V. 28, no. 2, pp. 273–283.
12. Lin Chen-Luh, Miller J.D., *Pore scale analysis of oil shale*, *Sands Pyrolysis*, 2011, February, DOE: DE-FE0001243.
13. Plynin V.V., Fomkin A.V., Urazov S.S., *Chemical transformation model for numerical simulation of the oxidation of oil in the reservoir (in situ combustion)* (In Russ.), *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 2011, no. 12, pp. 100–103.
14. Tiab D., *Advances in Petrophysics, Part 1, Flow Units*, Lecture Notes Manual, University of Oklahoma, 2000, pp. 129–169.