МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕФТЕМАТЕРИНСКИЕ ГОРНЫЕ ПОРОДЫ С УЧЕТОМ ФАЗОВЫХ ПЕРЕХОДОВ

© З. С. Мухаметова*, А. А. Мусин, Р. Р. Зиннатуллин, Л. А. Ковалева

*Башкирский государственный университет
Россия, Республика Башкортостан, 450076 г. Уфа, Заки Валиди, 32.**Тел.: +7 (347) 229 96 43.**Email: muchametovaz@mail.ru*

На примере модельной многокомпонентной смеси произведено математическое моделирование фазовых превращений нефти и газа при воздействии электромагнитного поля на керогенсодержащие образцы. Для рассматриваемого процесса решена задача о распределении температуры в образцах нефтематеринских горных пород. Результаты моделирования свидетельствуют о росте температур в исследуемых образцах, при этом характерно наличие перепада температур на боковых гранях и в центре образца. Также проведены тестовые исследования при различных термобарических условиях, показано при каких условиях применимо уравнение состояния Пенга-Робинсона для данного исследования. Определены мольные доли существующих фаз модельной смеси в рассматриваемых образцах и их составы в результате воздействия высокочастотных электромагнитных волн. Установлено увеличение мольной доли газовой фазы в смеси, что может способствовать росту давления в образцах породы в случае неизменного объема, занимаемого системой, и вызывать растрескивание образцов при превышении исходного давления. Полученные результаты позволяют описать физические процессы, наблюдаемые в подобных экспериментах при воздействии электромагнитного поля на образцы горных пород.

Ключевые слова: нефтематеринские горные породы, электромагнитное воздействие, фазовые превращения.

Введение

Большинство месторождений традиционных запасов нефти и газа характеризуется поздними стадиями разработки и низкой добычей. Для восполнения топливных ресурсов требуется совершенствование технологий и новых методологий применительно к разработке трудноизвлекаемых запасов нефти и газа. Перспективным и актуальным направлением в настоящее время считается разработка нефтематеринских пород. Применение различных методов воздействия с целью максимального вовлечения генерационного потенциала нефтематеринских пород показано в [1–2]. Среди методов при исследовании подобных пластов следует выделить использование электромагнитных волн (ЭМВ). Энергия ЭМВ преобразуется в тепло [3], что способствует изменению температуры в нефтематеринских породах, тем самым создавая условия для превращения органического вещества в углеводороды нефти и газа. В лабораторных экспериментах по термовоздействию [4] и электромагнитному воздействию на такие керны [5] отмечены процессы трещинообразования в исследуемых образцах. Возникновение трещин в породах способно улучшить фильтрацию флюида, что способствует увеличению добычи нефти и газа. Также авторами работы [5] в процессе исследований наблюдалось выделение специфического запаха, что может свидетельствовать о выделении нефти

или газа из керогена за счет повышения температуры в образцах. Данные исследования говорят о необходимости дальнейшего изучения влияния ЭМВ на керогенсодержащие породы.

Для понимания физических процессов, происходящих при проведении подобных экспериментов, в данной работе производится математическое моделирование электромагнитного воздействия на нефтематеринские горные породы. Численно решена задача о распределении температуры в образцах нефтематеринских горных пород при высокочастотном электромагнитном воздействии с алгоритмом, учитывающим фазовые изменения флюидов в результате влияния ЭМВ на исследуемые породы. Получены профили температуры и изменения составов флюидов в результате изменения температуры.

Постановка задачи

Рассматривается образец нефтематеринской породы цилиндрической формы высотой h и диаметром d . Схема расчетной области представлена на рис. 1. Считается, что образец пористой среды помещается в область воздействия сверхвысокочастотного (СВЧ) электромагнитного поля (ЭМП) напряженности $\vec{E}$. Под действием электромагнитного поля в среде возникают внутренние распределенные источники тепла. Диссипация энергии электромагнитного поля происходит преимущественно в среде, заполняющей поры образца.

Рис. 1. Схема расчетной области.

Насыщенная пористая среда рассматривается как сплошная среда с осредненными значениями физических величин. Считается, что температура фаз мгновенно выравнивается. Плотность, теплоемкость и коэффициент теплопроводности насыщенной пористой среды являются аддитивными величинами. Диэлектрическая проницаемость среды и тангенс угла диэлектрических потерь рассчитываются по формулам для последовательного соединения диэлектриков. Распределение температуры определяется из решения уравнения теплопроводности для насыщенной пористой среды:

$$c\rho \frac{\partial T}{\partial t} = \nabla(\lambda \nabla T) + q, \quad (1)$$

$$c\rho = (1-m)c_s\rho_s + mc_f\rho_f, \quad (2)$$

$$\lambda = (1-m)\lambda_s + m\lambda_f, \quad (3)$$

$$q = \frac{\omega \varepsilon_0 \varepsilon' \operatorname{tg} \delta}{2} |E_0|^2, \quad (4)$$

$$\omega = 2\pi\nu, \quad (5)$$

$$\varepsilon' = \frac{\varepsilon'_s \varepsilon'_f}{m\varepsilon'_s + (1-m)\varepsilon'_f}, \quad (6)$$

$$\operatorname{tg} \delta = \frac{m\varepsilon'_s \operatorname{tg} \delta_f + (1-m)\varepsilon'_f \operatorname{tg} \delta_s}{m\varepsilon'_s + (1-m)\varepsilon'_f}. \quad (7)$$

где m – пористость; ρ_f , ρ_s – плотность насыщающего флюида и скелета пористой среды соответственно; c_f , c_s – теплоемкость насыщающего флюида и скелета пористой среды соответственно; c_p – объемная теплоемкость насыщенной пористой среды; λ , λ_f , λ_s – коэффициент теплопроводности насыщенной пористой среды, насыщающего флюида и скелета пористой среды соответственно; $\operatorname{tg} \delta$, $\operatorname{tg} \delta_f$, $\operatorname{tg} \delta_s$ – тангенс угла диэлектрических потерь насыщенной пористой среды, насыщающего флюида и скелета пористой среды соответственно; ε_s , ε_f , ε_s – диэлектрическая проницаемость насыщенной пористой среды, насыщающего флюида и скелета пористой среды соответственно; ε_0 – электрическая постоянная; ν – частота электромагнитного поля; q – плотность распределенных источников тепла в насыщенной пористой среде; E_0 – напряженность электрического поля; ω – круговая частота электромагнитного поля.

С целью определения условий преобразования флюида в результате действия электромагнитного поля на образец нефтематеринской породы применяется уравнение состояния Пенга-Робинсона [7]:

$$P = \frac{RT}{V-b} - \frac{a}{V(V+b)+b(V-b)}, \quad (8)$$

где P – давление (МПа), T – температура (К), V – молярный объем ($\text{м}^3/\text{кмоль}$), $R = 0.0083144$ МПа·м³/кмоль·К, a – константа сцепления молекул, b – поправка на собственный объем молекул. Приводимое в работе решение основано на методике расчета парожидкостного равновесия смеси заданного состава [7].

При рассмотрении многокомпонентной смеси общий состав смеси η_i задается соотношением:

$$\eta_i = Wy_i + Lx_i, \quad (9)$$

где y_i – мольная доля i -ого компонента в газовой фазе; x_i – мольная доля i -ого компонента в жидкой фазе, W – мольная доля газовой фазы, L – мольная доля жидкой фазы, $W + L = 1$.

Уравнение (9) можно представить в виде

$$\sum_{i=1}^N \frac{\eta_i(k_i-1)}{W(k_i-1)+1} = 0, \quad (10)$$

где k_i – константа равновесия i -ого компонента,

$$k_i = \frac{y_i}{x_i}, \quad (11)$$

$$y_i = \frac{\eta_i k_i}{W(k_i-1)+1}, \quad \sum_{i=1}^N y_i = 1, \quad (12)$$

$$x_i = \frac{\eta_i}{W(k_i-1)+1}, \quad \sum_{i=1}^N x_i = 1. \quad (13)$$

Краевые условия

Начальные и граничные условия записываются в соответствии с условиями эксперимента [5]. В начальный момент времени температура образцов пород равна комнатной:

$$T(t=0) = T_0. \quad (14)$$

На всех границах задается теплообмен с окружающей средой:

$$-\lambda \frac{\partial T}{\partial n} = \alpha_0(T - T_0). \quad (15)$$

Результаты

Уравнение (1) с замыкающими соотношениями (2)–(4), (14)–(15) в радиальной постановке решалось численно, методом контрольных объемов по неявной схеме. Размерность расчетной сетки составляла $10 \times 20 \times 20$ расчетных точек по координатам r , φ и z , соответственно.

При расчетах были приняты следующие значения параметров [5–6]: $d = 0.03$ м; $h = 0.03$ м; $m = 0.105$; $\rho_s = 2700$ кг/м³; $\rho_f = 1300$ кг/м³; $\lambda_s = 1.9$ Вт/(м·К); $\lambda_f = 0.128$ Вт/(м·К); $c_s = 1050$ Дж/(кг·К); $c_f = 1465$ Дж/(кг·К). Значения плотности внутренних распределенных источников тепла определялись в процессе адаптации математической модели под результаты экспериментальных исследований СВЧ ЭМ воздействия на образцы породы [5].

Математическое моделирование показало, что в процессе электромагнитного воздействия образцы нагреваются неравномерно. Для сравнения расчетной динамики изменения температуры образца с экспериментальными данными определялась температура, осредненная по объему образца ($V_{оср}$), по формуле:

$$T_s = \frac{\int_V T dv}{V_{оср}}. \quad (16)$$

Для решения уравнения (10) применялся метод деления отрезка $[W^-; W^+]$ пополам, где W^- ; W^+ определялись из выражений:

$$W^- = \frac{1}{1 - \max k_i}; W^+ = \frac{1}{1 - \min k_i}, \quad (17)$$

где $\max k_i$, $\min k_i$ – максимальный и минимальный коэффициенты распределения.

Начальные приближения коэффициентов распределения задавались выражением:

$$k_i^0 = \left\{ \exp \left[5.373(1 + \omega_i) \left(1 - \frac{T_{кр i}}{T} \right) \right] \frac{P_{кр i}}{P} \right\}^{st}, \quad (18)$$

где st выбирается подбором, может принимать значения 0.25; 0.5; 1; 1.5.

$T_{кр i}$, $P_{кр i}$, ω_i – соответственно критическая температура, критическое давление и ацентрический фактор i -ого компонента.

Компонентный состав флюида для моделирования фазовых превращений в рассматриваемой задаче электромагнитного воздействия на нефтенасыщенную породу использовался на основании работ [8–10] и состоял из CO_2 , C_1 , C_5 , C_{10} . Исходный состав смеси представлен в табл. 1.

Таблица 1

Исходный состав исследуемой смеси	
Компоненты	η , д. ед.
CO_2	0.0118
CH_4	0.2952
C_3H_{12}	0.2988
$C_{10}H_{22}$	0.3942

На рис. 2 сплошными линиями приведены расчетные кривые динамики роста температуры образцов в процессе СВЧ ЭМ воздействия. Видно, что в пределах погрешности расчетные кривые повторяют экспериментальные данные. Кроме количественных различий наблюдается также небольшое различие в поведении кривых динамики температуры. Особенно это различие прослеживается в результатах, полученных по образцу №4, по которым видно, что после достижения температуры 200 °С интенсивность нагрева снижается. Это может быть связано с процессами фазового перехода, которые могут протекать в образцах при повышении температуры.

Рис. 2. Динамика роста температуры образцов №1, 2, 3 и 4 при СВЧ ЭМ воздействии: маркеры – эксперимент, сплошные линии – расчет.

В табл. 2 приведены средние значения интенсивности нагрева образцов, рассчитанные по результатам экспериментальных исследований [5] и средние значения плотности распределенных источников тепла при СВЧ ЭМ воздействии, полученные по результатам математического моделирования. Очевидно, что величина плотности распределенных источников тепла (4)–(7) зависит от распределения напряженности электрического поля в среде и от электродинамических свойств среды, т.е. от состава насыщающего флюида, который может варьироваться в широких пределах даже в масштабах одного месторождения.

Таблица 2

Интенсивность нагрева и плотность распределенных источников тепла в образцах при СВЧ воздействии

№ обр.	1	2	3	4
°С/мин	516.6	258.8	201.3	112.3
q, МВт/м ³	19.48	10.96	8.99	4.21

При вычислениях плотность распределенных источников тепла принята постоянной величиной, равномерно распределенной по всему объему образца. В качестве примера на рис. 3–5 показаны результаты математического моделирования сверхвысокочастотного электромагнитного воздействия на образец нефтематеринской горной породы №4.

a)

Рис. 3. Распределение температуры в среднем сечении образца №4 в моменты времени (а) 61 с, (б) 63 с и (с) 65 с.

Рис. 4. Распределение температуры в образце №4 в моменты времени 65 с.

Из рис. 3, где изображено распределение температуры в среднем сечении образца №4 в моменты времени 61, 63 и 65 с, видно, что со временем температура образца возрастает. При этом температура в центре образца в конечный момент времени примерно на 10 °C выше, чем температура на поверхности. Это обусловлено интенсификацией теплообмена с окружающей средой с ростом температуры образца. Подобная картина наблюдается во всех горизонтальных сечениях образца на разной высоте (рис. 4). При этом ввиду наличия теплоотдачи с верхней и нижней частей образца температура по высоте также распределяется неравномерно. Коли-

чественные характеристики можно увидеть на рис. 5, на котором приведено распределение температуры в радиальном направлении в верхней, средней и нижней частях образца №4 в момент времени 65 с.

Видно, что температура в верхней и нижней частях образца отличается менее чем на один градус. Тогда как температура на боковой поверхности образца на 8–9 °C ниже, чем в центре образца. Это объясняется величиной коэффициента теплообмена с окружающей средой, который имеет более высокие значения на боковой поверхности, и величиной площади поверхности теплообмена.

Рис. 5. Распределение температуры в радиальном направлении в верхней (T_{top}), средней (T_{middle}) и нижней (T_{bottom}) частях образца №4 в момент времени 65 с.

Для других образцов качественные распределения температуры практически не отличаются, при том что количественные значения температуры образца и разности температур в центре и на боковой грани образца могут различаться на более чем 20 °C. Такие высокие значения градиента температур могут способствовать возникновению мощных температурных напряжений в образце, которые при определенных условиях приведут к образованию трещин.

Таблица 3

Состав равновесных фаз при начальных условиях моделирования ($P = 0.1$ МПа, $T = 20$ °C)

Компоненты	x_i , д. ед.	y_i , д. ед.
CO ₂	0.0004	0.0289
CH ₄	0.0041	0.7294
C ₅ H ₁₂	0.3385	0.2396
C ₁₀ H ₂₂	0.6571	0.0021

В табл. 3 представлен расчет составов смеси для начальных условий эксперимента. Мольная доля газовой фазы при заданных условиях составляет $W = 0.4014$, что говорит о преимущественно жидком состоянии смеси.

В соответствии с изменением температуры при моделировании электромагнитного воздействия на нефтематеринские породы для заданного состава произведен расчет при увеличении температуры, результаты показаны в табл. 4. Из таблицы видно, при температурах эксперимента увеличивается доля газовой фазы, при больших температурах смесь может полностью перейти в газообразное состояние. В работах [8–10] при изучении термического воздействия на нефтематеринские породы отмечают несколько температурных интервалов, при которых происходят различные преобразования: пиролиз керогена, крекинг нефти и др. [10]. В табл. 4 температура, при которой уравнение состояния Пенга-Робинсона применимо для данного моделирования ограничивается 130 °C. При этих температурах полагается, что химические реакции еще не проявляются.

Рис. 6. Изменение мольной доли газовой фазы в модельной смеси при различных температурах и давлениях: 1 – 0.1 МПа, 2 – 0.5 МПа, 3 – 1 МПа.

Таблица 4

Изменение составов фаз при изменении температуры при давлении $P = 0.1$ МПа

Компоненты	Мольная доля компонентов в жидкой фазе x_i , д. ед.			
	20 °C	80 °C	120 °C	130 °C
CO ₂	0.00037	0.00014	0.00008	0.00007
CH ₄	0.00411	0.00210	0.00139	0.00117
C ₅ H ₁₂	0.33851	0.10666	0.03994	0.02932
C ₁₀ H ₂₂	0.65706	0.89237	0.95900	0.96821
Компоненты	Мольная доля компонентов в газовой фазе y_i , д. ед.			
	20 °C	80 °C	120 °C	130 °C
CO ₂	0.02885	0.01955	0.01408	0.01190
CH ₄	0.72936	0.49013	0.35245	0.29781
C ₅ H ₁₂	0.23957	0.42658	0.34924	0.30119
C ₁₀ H ₂₂	0.00215	0.06290	0.28414	0.38911
W	0.4014	0.6006	0.8369	0.9912

С учетом того, что фактическое давление, при котором флюиды находятся в поровом объеме образца отличается от атмосферного, также производится расчет при давлениях выше атмосферного. В случае более высоких давлений, чем атмосферное, процесс выделения газовой фазы при нагревании флюида также наблюдается, но доля выделившейся газовой фазы меньше, чем при атмосферном, и переход полностью в газовое состояние будет происходить при температурах выше (см. *рис. 6*). Так, при $P = 0.5$ МПа и температуре 190°C доля газовой фазы составляет 0.9117, а при $P = 1$ МПа значение газовой фазы 0.9502 достигается лишь при температуре 220°C . В целом по графикам *рис. 6* видно, что увеличение температуры способствует переходу флюида в газообразное состояние. Это может способствовать росту давления в образце породы в случае неизменного объема, занимаемого системой, и вызывать растрескивание образцов при превышении исходного давления.

Рис. 7. Сравнение расчета состава газовой фазы для смеси метан n-гексан с экспериментальными данными при температурах 20°C (линии 1, 2) и 60°C (линии 3, 4): сплошная линия – расчет, пунктирная – экспериментальные данные [11].

Достоверность применяемого расчета по фазовым превращениям подтверждается решением уравнения (10) для бинарной смеси метан-н-гексан в сравнении со значениями, приводимыми в [11]. Результат представлен на *рис. 7* (термобарические параметры определены условиями сравнения). Из рисунка видно, что используемый расчет дает допустимые погрешности при определении фазового состава компонента в смеси, что свидетельствует о надежности применяемого алгоритма для подобных задач.

Выводы

В данной работе при численном решении задачи о распределении температуры в образцах нефтематеринских горных пород при высокочастотном электромагнитном воздействии с алгоритмом, учитывающим фазовые изменения флюидов, получены профили температуры и изменения составов флюидов в результате влияния рассматриваемого излучения. Характер изменения температуры

при математическом моделировании соответствует результатам, полученным в ходе экспериментального исследования [5], и свидетельствует о росте температур в образцах. При этом разности температур в центре и на боковой грани образца могут различаться для рассматриваемых образцов на 8°C и более чем на 20°C соответственно. При таких перепадах температур возможно возникновение мощных температурных напряжений в образце, которые при определенных условиях способны привести к образованию трещин. Также это подтверждается изменением фазового состояния флюида. При возрастании температуры наблюдается рост газовой фазы в модельной смеси, что при сохранении постоянства объема пористой среды приводит к росту давления в образце и может вызвать его растрескивание и выделение газов. Таким образом, представленные в этой работе результаты моделирования объясняют физические процессы, наблюдаемые в процессе экспериментов [5] по СВЧ воздействию на образцы нефтематеринских пород.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта №20-01-00535

ЛИТЕРАТУРА

1. Инновационные методы разработки керогеносодержащих коллекторов, стимулирующие нефтегенерационный потенциал. М. Н. Кравченко, Н. М. Дмитриев, А. В. Мурадов, Н. Н. Диева, В. В. Герасимов. Георесурсы. 2016. Т. 18. №4. Ч. 2. С. 330–336.
2. Пергамент А. Х. Моделирование процесса гидротермического воздействия на пласты баженовской свиты / А. Х. Пергамент, А. В. Колдоба, Ю. А. Повешенко // Вестник ЦКР Роснедра, 2010. №6. С. 36–43.
3. Хабибуллин И. Л., Назмутдинов Ф. Ф. К теории нагрева сред электромагнитным излучением. Вестник Башкирского университета. Т. 19. 2014. №2. С. 381–384.
4. Вольф А. А. Особенности инициирования процесса внутрипластового горения в низкопроницаемых керогеносодержащих породах / А. А. Вольф, А. А. Петров // Нефтяное хозяйство. 2006. №4. С. 56–58.
5. Экспериментальное исследование воздействия электромагнитных полей на нефтяные сланцы. Л. А. Ковалева, Р. Р. Зиннатуллин, Р. Ф. Султангузин, Э. С. Сектаров, Ф. И. Шашков. Вестник Башкирского университета. Т. 24. 2019. №1. С. 43–48.
6. Юдин В. А., Королев А. В., Афанаскин И. В., Вольпин С. Г. Теплоемкость и теплопроводность пород и флюидов баженовской свиты – исходные данные для численного моделирования тепловых способов разработки. М.: ФГУ ФНЦ НИИСИ РАН, 2015. 225 с.
7. Брусиловский А. И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. Грааль, М., 2002 575 с.
8. Lee K., Moridis G. J. & Ehlig-Economides C. A. (2015, February 23). A Comprehensive Simulation Model of Kerogen Pyrolysis for the In-situ Upgrading of Oil Shales. Paper SPE 173299 presented at the SPE Reservoir Simulation Symposium. Houston, 23–25 February 2015. DOI:10.2118/173299-PA.
9. Ерофеев А. А., Митрушкин Д. А., Меретин А. С., Пачежерцев А. А. Моделирование термических методов разработки залежей баженовской свиты. 2016. SPE-182131-RU.
10. Wellington S. I., Berchenko I. E., De Rouffignac E. P. et al. 2005. In Situ Thermal Processing of an Oil Shale Formation to Produce a Desired Product.
11. Степанова Г. С. Фазовые превращения углеводородных смесей газоконденсатных месторождений. М.: Недра, 1974. 214 с.

Поступила в редакцию 14.05.2021 г.

MATHEMATICAL MODELING OF THE ELECTROMAGNETIC INFLUENCE ON THE OIL-SOURCE ROCKS TAKING INTO ACCOUNT THE PHASE TRANSITIONS

© Z. S. Mukhametova*, A. A. Musin, R. R. Zinnatullin, L. A. Kovaleva

*Bashkir State University
32 Zaki Validi Street, 450076 Ufa, Republic of Bashkortostan, Russia.*

*Phone: +7 (347) 229 96 43.
Email: muchametovaz@mail.ru

On the example of a multi-component mixture model, mathematical modeling of the oil and gas phase transformations caused by the effect of an electromagnetic field on kero-gen-containing samples was carried out. For the process under consideration, the problem of temperature distribution in samples of oil-source rocks was solved. The simulation results indicated an increase in temperatures in the samples under study, with a characteristic temperature difference on the lateral faces and in the center of the sample. In addition, test studies were carried out under various thermobaric conditions; it is shown under what conditions the Peng-Robinson state equation is applicable for this study. The molar fractions of the existing phases of the model mixture in the samples under consideration and their compositions produced by exposure to high-frequency electromagnetic waves were determined. An increase in the molar fraction of the gas phase in the mixture under the considered conditions was established, which can contribute to an increase in pressure in the rock sample in the case of a constant volume occupied by the system and cause cracking of the samples when the initial pressure is exceeded. The obtained results make it possible to describe the physical processes observed in such experiments when rock samples are irradiated by an electromagnetic field.

Keywords: oil-source rocks, high-frequency electromagnetic influence, phase transformations.

Published in Russian. Do not hesitate to contact us at bulletin_bsu@mail.ru if you need translation of the article.

REFERENCES

1. Innovatsionnye metody razrabotki kerogenosoderzhashchikh kollektorov, stimuliruyushchie neftegeneratsionnyi potentsial. M. N. Kravchenko, N. M. Dmitriev, A. V. Muradov, N. N. Dieva, V. V. Gerasimov. Georesursy. 2016. Vol. 18. No. 4. Pt. 2. Pp. 330–336.
2. Pergament A. Kh. Vestnik TsKR Rosnedra, 2010. No. 6. Pp. 36–43.
3. Khabibullin I. L., Nazmutdinov F. F. Vestnik Bashkirskogo universiteta. Vol. 19. 2014. No. 2. Pp. 381–384.
4. Vol'f A. A. Neftyanoe khozyaistvo. 2006. No. 4. Pp. 56–58.
5. L. A. Kovaleva, R. R. Zinnatullin, R. F. Sultanguzhin, E. S. Sektorov, F. I. Shashkov. Vestnik Bashkirskogo universiteta. Vol. 24. 2019. No. 1. Pp. 43–48.
6. Yudin V. A., Korolev A. V., Afanaskin I. V., Vol'pin S. G. Teploemkost' i teploprovodnost' porod i flyuidov bazhenovskoi svity – iskhodnye dannye dlya chislennogo modelirovaniya teplovykh sposobov razrabotki [Heat capacity and thermal conductivity of rocks and fluids of the Bazhenov formation – initial data for numerical modeling of thermal development methods]. Moscow: FGU FNTs NIISI RAN, 2015.
7. Brusilovskii A. I. Fazovyie prevrashcheniya pri razrabotke mestorozhdenii nefiti i gaza [Phase transformations in the development of oil and gas fields]. Graal', Moscow, 2002.
8. Lee K., Moridis G. J. & Ehlig-Economides C. A. (2015, February 23). A Comprehensive Simulation Model of Kerogen Pyrolysis for the In-situ Upgrading of Oil Shales. Paper SPE 173299 presented at the SPE Reservoir Simulation Symposium. Houston, 23–25 February 2015. DOI:10.2118/173299-PA.
9. Erofeev A. A., Mitrushkin D. A., Meretin A. S., Pachezhertsev A. A. Modelirovanie termicheskikh metodov razrabotki zalezhei bazhenovskoi svity. 2016. SPE-182131-RU.
10. Wellington S. I., Berchenko I. E., De Rouffignac E. P. et al. 2005. In Situ Thermal Processing of an Oil Shale Formation to Produce a Desired Product.
11. Stepanova G. S. Fazovyie prevrashcheniya uglevodorodnykh smesei gazokondensatnykh mestorozhdenii [Phase transformations of hydrocarbon mixtures of gas-condensate fields]. Moscow: Nedra, 1974.

Received 14.05.2021.