

С. М. Дуркин, И. Н. Меньшикова
 S. M. Durkin, I. N. Menshikova

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Ключевые слова: гидродинамическое моделирование; теплофизические свойства; паротепловое воздействие; высоковязкая нефть; Ярегское нефтяное месторождение
Key words: hydrodynamic simulation; thermal properties; steam stimulation; high viscosity oil; Yarega oilfield

Мировой опыт освоения залежей высоковязких нефтей и битумов показал, что наиболее перспективной технологией их разработки являются термические методы добычи нефти. Из всех известных термических методов наибольшее распространение получили технологии, основанные на нагнетании в пласт теплоносителей (площадная закачка пара и пароциклические обработки добывающих скважин) [1].

Тепловые свойства горных пород существенно влияют на естественные и искусственные температурные поля в пласте, поэтому их изучение крайне важно при решении задач разработки месторождений высоковязкой нефти [2].

Одним из основных инструментов для обоснованного принятия решений при разработке месторождений углеводородов является моделирование процессов извлечения нефти и газа.

Цель исследования — оценка степени влияния теплофизических свойств горных пород на основные показатели разработки моделируемой залежи численным моделированием.

Описание вариантов. Экспериментально определенные значения теплофизических свойств некоторых горных пород и насыщающих их жидкостей приведены в таблице 1 [2–4].

Таблица 1

Теплофизические свойства составляющих пластовой системы

Вещество	Объемная теплоемкость		Коэффициент теплопроводности			
	$\frac{\kappa Дж}{м^3 \cdot К}$		$\frac{Вт}{м \cdot К}$			
	$c_{ср}$	$c_{min} \div c_{max}$	$\lambda_{ср}$	$\lambda_{min} \div \lambda_{max}$	$\lambda_{ср}$	$\lambda_{min} \div \lambda_{max}$
Вода	4 220	—	0,60	—	51,84	—
Нефть	1 796	—	0,15	—	12,96	—
Песчаник	1 863	216 ÷ 3 510	2,90	1,3 ÷ 4,5	250,56	112,32 ÷ 388,80
Аргиллит	3 035	1 530 ÷ 4 540	1,59	0,61 ÷ 2,56	136,94	52,70 ÷ 221,18

Для расчетов была создана тестовая модель с размерами 1000×100×27 м, построенная при помощи программного комплекса CMG. Размеры ячеек 5×5×0,5 м.

В модели учитывается, что продуктивный пласт сложен песчаниками, кровля и подошва пласта — аргиллитами.

Для оценки влияния теплофизических свойств горных пород продуктивного пласта на результаты численного моделирования были созданы 9 моделей с минимальными, средними и максимальными значениями теплофизических свойств пород продуктивного пласта, его кровли и подошвы (табл. 2). Числовые значения тепловых свойств пласта, принятых в модели, приведены в таблице 1.

Таблица 2

Варианты расчетных моделей

Вариант	Пласт		Кровля и подошва пласта	
	С	λ	С	λ
1 (базовый)	среднее	среднее	среднее	среднее
2-1	max	среднее	среднее	среднее
2-2	min	среднее	среднее	среднее
2-3	среднее	max	среднее	среднее
2-4	среднее	min	среднее	среднее
3-1	среднее	среднее	max	среднее
3-2	среднее	среднее	min	среднее
3-3	среднее	среднее	среднее	max
3-4	среднее	среднее	среднее	min

Моделирование проводилось на срок 10 лет. В результате расчета базового варианта добыча нефти составила 158,83 тыс. т, закачка пара — 371,51 тыс. т, обводненность продукции — 74,75 %, КИН — 28,23 %, ПНО — 2,34 т/т.

Анализ влияния объемной теплоемкости пласта на технологические показатели разработки. Увеличение объемной теплоемкости приводит к уменьшению добычи нефти, что связано с большими затратами тепла на нагрев горной породы пласта. При этом относительное отклонение коэффициента извлечения нефти в моделях с минимальным и максимальным значением объемной теплоемкости составляет 38 % (рис. 1).

Увеличение объемной теплоемкости пласта от минимального значения до максимального негативно сказывается на величине паронефтяного отношения, увеличивая его примерно в 2 раза (рис. 2).

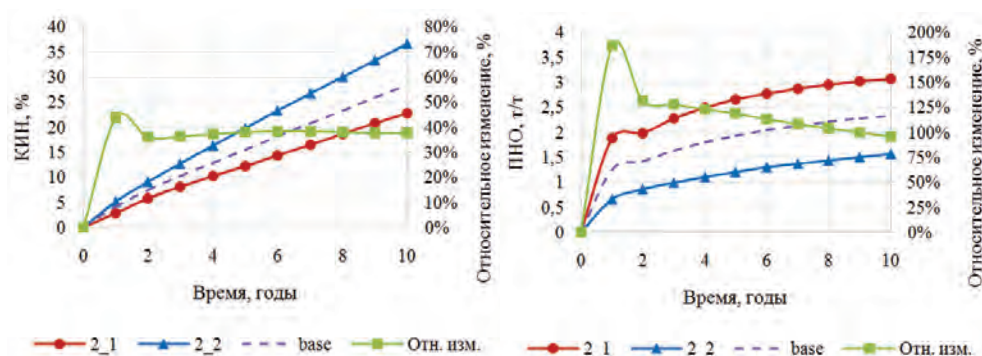


Рис. 1.

Рис. 2.

Анализ влияния коэффициента теплопроводности пласта на технологические показатели разработки. Уменьшение теплопроводности пласта в 3,5 раза приводит к увеличению коэффициента извлечения нефти (рис. 3). При этом расхождение между сравниваемыми моделями через 10 лет составляет 6 %.

Наиболее существенно изменение теплопроводности пласта влияет на паронефтяное отношение на начальном этапе разработки. Относительное изменение между моделями составляет 44 %. С течением времени расхождение уменьшается до 1 % (рис. 4).

В целом изменение теплопроводности пласта играет незначительную роль при долгосрочном моделировании по сравнению с изменением объемной теплоемкости, что связано с преобладанием механизма искусственной конвекции при закачке теплоносителя.

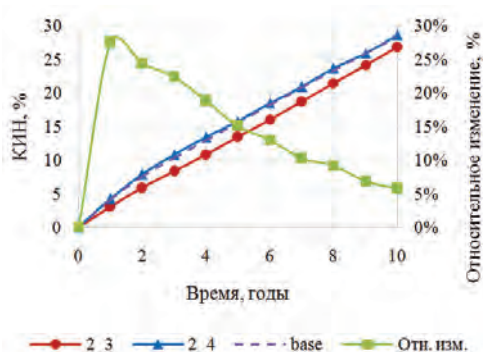


Рис. 3.

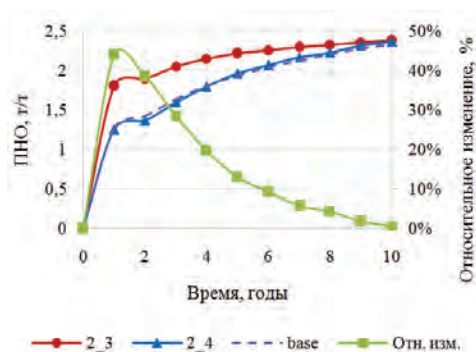


Рис. 4.

Анализ влияния объемной теплоемкости пород кровли и подошвы пласта на технологические показатели разработки. Увеличение объемной теплоемкости пород кровли и подошвы пласта в 3 раза приводит к уменьшению добычи нефти и увеличению ПНО, что связано с увеличением потерь тепла в окружающие породы (рис. 5–6).

При этом относительное изменение между моделями с минимальным и максимальным значением объемной теплоемкости увеличивается с течением времени. На конец моделирования величина расхождения составляет 16 и 28 % по КИН и ПНО соответственно.

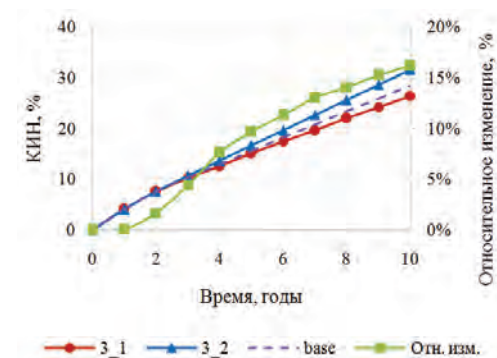


Рис. 5.

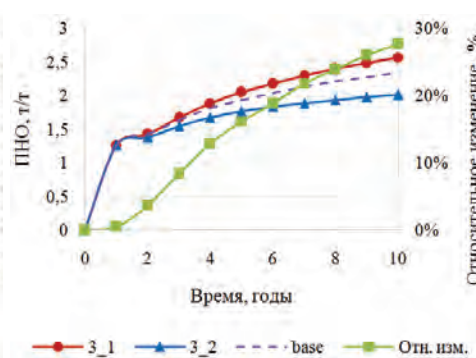


Рис. 6.

Анализ влияния теплопроводности пород кровли и подошвы пласта на технологические показатели разработки. Увеличение теплопроводности пород кровли и

подшвы пласта в 4 раза приводит к уменьшению добычи нефти и увеличению ПНО, что также связано с увеличением потерь тепла и снижением коэффициента теплоиспользования (рис. 7–8).

При этом относительное изменение между моделями с минимальным и максимальным значением объемной теплоемкости также увеличивается по мере прогресса пласта. На конец моделирования величина расхождения составляет 21 и 37 % по КИН и ПНО соответственно.

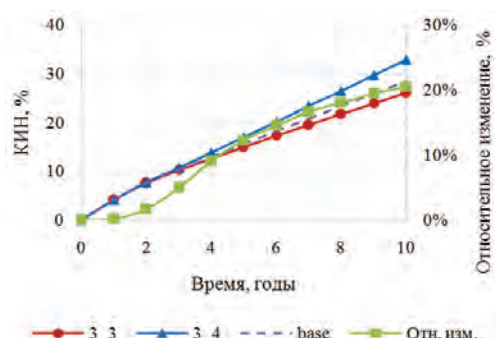


Рис. 7.

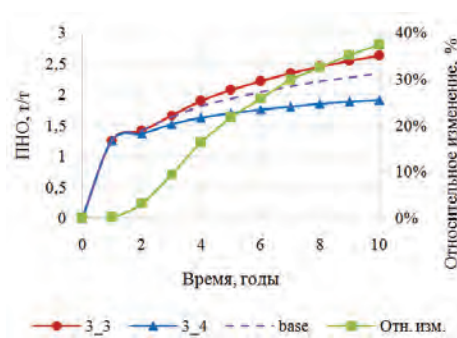


Рис. 8.

Анализируя представленные результаты расчета необходимо отметить, что неопределенность исходной информации может существенно повлиять на конечные результаты расчета. Неоднородность теплофизических свойств в разрезе продуктивного пласта в конечном счете определяет энергетический баланс и распределение теплоносителя в объеме пласта.

Таким образом, применение численного моделирования должно сопровождаться рассмотрением ансамбля моделей, позволяющего достоверно спрогнозировать показатели разработки.

Список литературы

1. Рузин Л. М. и др. Технологические принципы разработки залежей аномально вязких нефтей и битумов. – Изд. 2-е, пер. и доп. / Л. М. Рузин, И. Ф. Чупров, О. А. Морозюк, С. М. Дуркин. – М.–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2015. – 480 с.
2. Липаев А. А., Хисамов Р. С., Чугунов В. А. Теплофизика горных пород нефтяных месторождений. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 304 с.
3. Рузин, Л. М. Разработка залежей высоковязких нефтей и битумов с применением тепловых методов : учеб. пособие / Л. М. Рузин, О. А. Морозюк. – 2-е изд., перераб. и доп. – Ухта: УГТУ, 2015. – 166 с.
4. Физические свойства горных пород и полезных ископаемых (петрофизика) [справочник геофизика] / ред. Н. Б. Дортман. – М.: Недра, 1976. – 527 с.

Сведения об авторах

Дуркин Сергей Михайлович, к. т. н., доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений и подземная гидромеханика», Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, тел. +79125027202, e-mail: durkin@bk.ru

Меньшикова Ирина Николаевна, магистр кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений и подземная гидромеханика», Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, e-mail: imenshikova@mail.ru

Information about the authors

Durkin S. M., Candidate of Engineering Science, Associate Professor of Department «Development and exploitation of oil and gas fields and underground hydromechanics», Ukhta State Technical University, Ukhta, phone: +79125027202, e-mail: durkin@bk.ru

Menshikova I. N., Master Student of Department «Development and exploitation of oil and gas fields and underground hydromechanics», Ukhta State Technical University, Ukhta, e-mail: imenshikova@mail.ru