

Литература

1. Коршак А.А. Специальные методы перекачки. Уфа: ООО «Дизайн-ПолиграфСервис», 2001. 208 с.
2. Трапезников С.Ю., Лушкин К.А. Исследование теплообмена высоковязкой нефти в надземном трубопроводе. Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал) 2011. С.267-270.
3. Николаев А.К., Климко В.И. Выбор рациональной температуры подогрева высоковязкой и высокозастывающей нефти при перекачке по трубопроводу. Записки Горного института. 2016. Т.217.С.50-54
4. Докукин В.П., Лушкин К.А. Влияние парафиновых отложений на гидравлические характеристики нефтепровода. Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2011. №2. С.71-74

МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ТЕРМОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ НЕТРАДИЦИОННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

М.Н. Шатова

Научный руководитель – профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение. Применение стандартных методов разработки не позволяет эффективно извлекать запасы, содержащиеся в поровом пространстве нетрадиционных залежей углеводородов. В настоящее время актуальны научные исследования, связанные с термическими методами повышения нефтеотдачи, в том числе с технологией термогазового воздействия на непроницаемые нефтематеринские породы, содержащие органическое вещество. Данная технология требует комплексного подхода при ее моделировании, что связано с одновременным решением нескольких задач [7, 10]: 1) повышение подвижности нефти из проницаемых интервалов пласта; 2) формирование дополнительного пустотного пространства (трещиноватость, вторичная пористость); 3) конверсия керогена в легкую нефть за счет инициирования пиролитических процессов.

Цели работы: исследовать технологии термогазового воздействия как эффективного метода увеличения нефтеотдачи пластов баженовской свиты; проанализировать эффективность существующих подходов к математическому моделированию; ввести уточнения к модели неизоэнтальпической фильтрации многокомпонентной системы, сопровождающейся фазовыми переходами, геохимическими процессами, кинетикой преобразования керогена в нефть и кокс в рамках идей [4]; экспериментально изучить эффекты влияния высоких температур на фильтрационно-емкостные свойства керогенсодержащие породы залежей баженовской свиты.

Моделирование в керогенсодержащем пласте. Для того чтобы описать сложный процесс фильтрации в керогенсодержащем пласте с учетом генерации подвижных углеводородов из керогена, требуется построение модели многофазной (гетерогенной) системы, в которой каждая фаза, в свою очередь, моделируется многокомпонентной гомогенной смесью [8]. Кроме того, процесс преобразования углеводородов подразумевает наличие фазовых переходов, которые сопровождаются разрывом химических связей. Данный процесс является изотермическим, поэтому возникает необходимость в решении неизоэнтальпической задачи, учете притока тепла. Основные уравнения, используемые при составлении модели:

Уравнение, описывающее разложение керогена [9]:

$$\frac{\partial \theta_K}{\partial t} = -S(\theta_K, T), \quad (1)$$

где θ_K – объемная доля керогена; $S(\theta_K, T)$ – скорость разложения керогена, которая описывается уравнением Аррениуса:

$$S = A \cdot \theta_K \exp\left(-\frac{E}{RT}\right), \quad (2)$$

где E – энергия активации; A – предэкспоненциальный множитель; T – температура; R – универсальная газовая постоянная.

Уравнение баланса массы в задаче многофазной фильтрации в двухслойном коллекторе [9]:

$$\frac{\partial \rho_\alpha}{\partial t} + \nabla J_\alpha = 0, \quad (3)$$

где ρ_α – массовая плотность элемента α (O, C, H, N), отнесенная к единице объема слоя; J_α – плотность потока элемента α , отнесенная к единице площади сечения слоя

Уравнение сохранения массы фаз [8]:

$$\frac{\partial (\rho_i^0 s_i m)}{\partial t} + \text{div}(\rho_i^0 s_i m \vec{v}_i) = \sum_j J_{ji} \quad (4)$$

ρ_i^0 – истинная плотность i -ой фазы; s_i – насыщенность пористой среды i -ой фазой; m – пористость; \vec{v}_i – среднемассовая скорость i -ой фазы; J_{ji} – интенсивность перехода массы из j -ой в i -ую фазу.

Уравнение баланса энергии:

$$\frac{\partial E}{\partial t} + \nabla J = 0, \quad (5)$$

где E – плотность энергии; J – плотность потока энергии.

Уравнение притока тепла [8]:

$$\frac{\partial}{\partial t} [\sum_i \alpha_i \rho_i^0 c_i T] + \text{div} [\sum_i w_i \rho_i^0 c_i T] = \sum_i \text{div}(\lambda_i \text{grad } T) - \sum_i \sum_j J_{ji} W_i \quad (6)$$

СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА. ПОДСЕКЦИЯ 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

α_i – коэффициент теплоотдачи i -ой фазы; c_i – коэффициент теплоёмкости i -ой фазы; λ_i – коэффициент теплопроводности i -ой фазы; W_i – тепло, вносимое веществом при фазовом переходе в i -ой фазу.

Обобщенный закон Дарси

$$\bar{w}_i = -\frac{k_0 k_i}{\mu_i} \text{grad } p, \quad (7)$$

где \bar{w}_i – скорость фильтрации i -ой фазы; k_0 – абсолютная проницаемость пористой среды; k_i и μ_i – фазовые проницаемость и вязкость i -ой фазы.

Объект и методы исследования. Лабораторные эксперименты по определению открытой пористости, объемной и минералогической плотности, проницаемости по газу проводились на измельченных образцах отложений баженовской свиты, отобранных из керна разведочных скважин Южного и Южно-Киньяминского нефтяных месторождений (Тюменская область).

Определение матричной проницаемости измельченных образцов осуществлялось согласно методу Gas Research Institute (GRI) в соответствии с GRI-95/0496 «Development of Laboratory and Petrophysical Techniques for Evaluating Shale Reservoirs»[2,3]. Нагрев образцов до определенной температуры осуществлялся в муфельной печи. Эксперименты по определению проницаемости по газу проводились на матричном пермеаметре SMP-200.

Результаты и их обсуждение. Образцы керна подвергались постепенному нагреву на заданную температуру и измерению проницаемости методом GRI. В результате проведения экспериментальной работы получены графики изменения давления со временем, из которых рассчитан коэффициент проницаемости по газу (табл. 1).

Один эксперимент по измерению проницаемости длится 2000с. При обработке полученных кривых правая граница выбирается по максимальному значению времени эксперимента (около 2000 с). Однако гелий проникает за меньший промежуток времени (около 180 с) при проницаемости образца, близкой к верхней границы прибора. Аппроксимация экспериментальных данных теоретической кривой возможна на небольшом временном интервале (от 12 с до 180 с) из 2000 секунд измерения, после чего наблюдается рост давления и дальнейшая стабилизация на определенном уровне.

В основе работы прибора лежит закон Бойля, на основе которого происходит калибровка всех рабочих емкостей и определение мертвого объема перед каждой серией экспериментов. Все это позволяет с высокой точностью определять объем образца во время эксперимента.

Таблица 1

Результаты определения объемной, минералогической плотности, открытой пористости и проницаемости по газу образцов Южного и Южно-Киньяминского месторождения

	№ п.п.	Температура нагрева T, °C	Объемная плотность по газу ρ_{bulk} , г/см ³	Минералогическая плотность по газу ρ_{grain} по газу, г/см ³	Коэффициент открытой пористости $K_{по}$, %	Коэффициент проницаемости по газу $K_{пр}$, мД
Южное месторождение, скважина № 22	1	Исходный образец	2,057	2,067	0,46	2,28E-09
	2	150	2,061	2,081	1,15	2,80E-08
	3	250	2,244	2,327	11,58	7,17E-05
	4	350	2,729	2,712	24,14	3,20E-01
	5	350	2,648	2,656	22,55	1,77E-02
Южно-Киньяминское месторождение, скважина № 72	1	Исходный образец	2,223	2,263	1,75	2,65E-07
	2	150	2,222	2,276	2,38	5,22E-07
	3	250	2,107	2,143	1,69	1,64E-07
	4	350	2,428	2,510	11,42	4,12E-05
	5	350	2,302	2,387	6,87	7,07E-06

С увеличением температуры увеличивается пористость и проницаемость (выше верхней границы прибора) при пиролизе образца керна Южного месторождения (рис. 1). Другое поведение наблюдается при пиролизе образца керна Южно-Киньяминского месторождения – при увеличении температуры увеличивается пористость и уменьшается проницаемость (ниже нижней границы прибора). Проницаемость зависит от формы кривой давления и пористости. Для второго образца форма кривой соответствует образцу с более низкой проницаемостью, однако так как пористость значительно увеличивается, то и проницаемость в итоге тоже увеличивается.

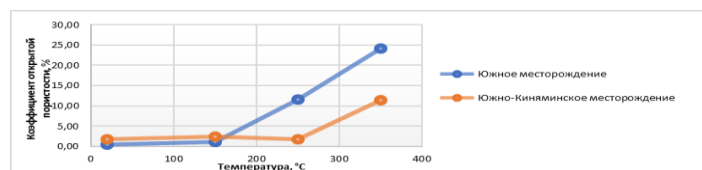


Рис. 1 Влияние повышения температуры на коэффициент открытой пористости

Закключение. Чтобы создать математическую модель, описывающую достоверное действие технологии термогазового воздействия, требуется достаточное количество данных исследуемого пласта относительно химических реакций композиционной модели флюидов, влияние состава теплоносителя на эффективность технологии для прогноза потоков нефти, газа.

Известно, что результаты по изучению влияния температуры на поведение проницаемости достаточно противоречивы в виду различных лабораторных систем, используемых учеными [1,5]. Экспериментальные исследования с целью уточнения модели по учету влияния высоких температур на фильтрационно-емкостные свойства керогенсодержащие породы залежей баженовской свиты показали, что нагревание низкопроницаемой породы до 350 °С способствует увеличению проницаемости и пористости.

Литература

1. Ashrafi M. Experimental Investigation of Temperature Dependency of Relative Permeability Data in Heavy Oil Systems with Applications to Thermal Recovery: Thesis for the degree of Philosophiae Doctor. – Trondheim, 2013. – 156 p.
2. Cui X.A., Bustin M.M., Bustin R.M. Measurements of gas permeability and diffusivity of tight reservoir rocks: Different approaches and their applications // *Geofluids*. – 2009. – Vol. 9. – pp. 208 – 223.
3. Development of Laboratory and Petrophysical Techniques for Evaluating Shale Reservoirs: Final Technical Report. – Gas Research Institute (GRI), 1996. – 286 p.
4. Kang Z. Q., Yang D., Zhao Y., Hu Y. Thermal cracking and corresponding permeability of Fushun oil shale // *Oil Shale*. – Estonian Academy Publishers, 2011. – Vol. 28. – pp. 273 – 283.
5. Kibodeaux K.R. Evolution of porosity, permeability, and fluid saturations during thermal conversion of oil shale // *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 27 – 29 October, Amsterdam, The Netherlands. – Society of Petroleum Engineers, 2014. – Vol. 3. – pp. 2135 – 2156.
6. Lin C.L., Miller J.D. Pore Scale Analysis of Oil Shale/Sands Pyrolysis // *Oil and Natural Gas Technology: Topical Report*. – Salt Lake City, 2011. – 44 p.
7. Алексеев Ю.В. Перспективы применения термохимических методов воздействия при разработке залежей баженовской свиты // *Нефтяное хозяйство*. – 2015. – № 2. – С. 93 – 97.
8. Диева Н.Н. Гидродинамическое моделирование термохимического воздействия на пласты трудноизвлекаемых углеводородов: Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. – Москва, 2015г. – 113с.
9. Пергамент А.Х. Моделирование процесса гидртермогазового воздействия на пласты баженовской свиты / А.Х. Пергамент, А.В. Колдоба, Ю.А. Повещенко // *Вестник ЦКР Роснедра*. – 2010. – № 6. – С. 36 – 43.
10. Щеколдин К.А. Обоснование технологических режимов термогазового воздействия на залежи баженовской свиты: Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. – Москва, 2016г. – 105 с.

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ДИНАМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, ГЕНЕРИРУЕМЫХ ИСПЫТАТЕЛЬНЫМ ВИБРОСТЕНДОМ, ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ГРАНИЧНЫХ УСЛОВИЯХ

Я.А. Шестаков

Научный руководитель – профессор А.К. Томилин

Национальный Исследовательский Томский Политехнический Университет, г. Томск, Россия

Вибростенд (рис.1) используется для создания вибрационных нагрузок на объект испытаний. При проведении испытаний на вибрационную нагрузку для поперечных осей объекта используется, горизонтальный стол (стол-скольжения).

Цель исследования: определения собственных частот продольных колебаний стола-скольжения в отсутствие испытуемого объекта.

Для определения продольных колебаний стола-скольжения условно разобьем пластину на стержни одинакового сечения S , расположенных вдоль оси продольных колебаний. Один из стержней изображен на рисунке 1.

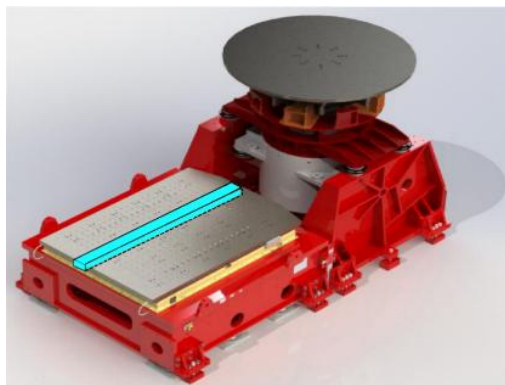


Рис. 1 Разделение стола-скольжения на одинаковые стержни