

УДК 622.276.031.1/.4:531.3:519.87

УЧЕТ ОСОБЕННОСТЕЙ СТРОЕНИЯ ПЛАСТОВ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ПРИ ПОСТРОЕНИИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ И МОДЕЛИРОВАНИИ ТЕРМОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ

Д. Т. Миронов¹, К. Д. Ашмян¹, А. В. Гореликов²

¹ Федеральный научный центр Научно-исследовательский институт системных исследований Российской академии наук, mdt1958@yandex.ru

² Сургутский государственный университет

Рассматриваются вопросы математического моделирования трехфазной фильтрации в условиях применения термогазового метода увеличения нефтеотдачи (ТГ МУН). Приведена краткая характеристика отложений баженовской свиты и дано описание основных механизмов воздействия на пласт при реализации ТГ МУН. Показаны характерные особенности данной технологии при закачке водо-воздушной смеси для реализации влажного внутрипластового горения.

Ключевые слова: термогазовое воздействие, МУН, баженовская свита, закачка кислородсодержащей смеси (воздуха, водовоздушной смеси), кероген-органическое вещество, дренируемые и недренируемые породы, влажное внутрипластовое горение, смещающееся вытеснение.

FEATURES OF BAZHENOV FORMATION'S SEAM STRUCTURE IN THE CONSTRUCTION OF HYDRODYNAMIC MODELS AND THERMAL GAS TREATMENT MODELING

Д. Т. Mironov¹, К. Д. Ashmyan¹, А. В. Gorelikov²

¹ System Research Institute, Russian Academy of Sciences, mdt1958@yandex.ru

² Surgut State University

The article describes problems of mathematical modeling of three-phase filtration in conditions of thermal gas treatment for an advanced recovery method. Brief description of stratum in the Bazhenov formation is given. Basic mechanisms of the thermal gas treatment during enhanced oil recovery are considered. The main features of the applied technology during injection of the water-air mixture in the wet in-situ combustion process are discussed.

Keywords: thermal gas treatment, EOR methods, Bazhenov formation, oxygen-containing mixture injection, kerogen, miscible drive, wet in-situ combustion, enhanced oil recovery.

Одной из насущных для решения задач является сегодня освоение огромного ресурсного потенциала нефтеносных отложений баженовской свиты (БС) в Западно-Сибирском регионе. Освоение таких ресурсов требует значительных исследовательских и опытных (подготовительных) работ, и их реализация приведет не только к развитию новых инновационных технологий и технических средств, но и вдохнет новую жизнь в обустроенные регионы с развитой социальной и инженерной инфраструктурой.

Прежде чем перейти к рассмотрению основных подходов при моделировании технологий воздействия на данные пластины, кратко остановимся на характере пород БС и основных свойствах коллектора.

Породы баженовской свиты представляют собой сложный органоминеральный комплекс с высоким содержанием органического вещества и минеральных компонентов (глинистых, кремнистых, карбонатных), заключенных в аргилито-алевритовой толще с дренируемыми карбонатизированными прослоями радиолярий и вторичных доломитов [1].

Выделяемые дренируемые интервалы пласта представлены чаще всего кремнистыми и карбонатно-кремнистыми породами, имеющими биогенное происхождение. Источником биогенного кремнезема служили преимущественно радиолярии, поэтому их структура сохраняется как в кремнистых, так и в карбонатно-кернистых породах. Коллектор трещинно-порового типа формировался за счет вторичной емкости при термопреобразовании органического вещества (керогена) и неорганической породы и при растрескивании хрупких слоев радиоляритов (автофлюидоразрыв, тектонический фактор) [1–2].

Отдельные интервалы породы, представленные радиоляритами различной степени карбонатизации, имеют относительно высокие фильтрационно-емкостными свойства: значения открытой пористости достигают 15 % (в среднем не выше 4–8 %), абсолютной газопроницаемости – до 40 мД (в среднем 2–5 мД).

Суммарная мощность кремнистых и карбонатно-кремнистых пород в разрезах может достигать 8–9 м, в то время как суммарная мощность в них пород-коллекторов, содержащих извлекаемую подвижную нефть, не превышает 3–5 м [1].

При формировании отложений БС одновременно, по мере роста горного давления продолжался естественный пиролиз кероген-содержащих пород и формирование новых зон пустотности в местах преобразования керогеновых зерен породы. Выделяющиеся в процессе катагенеза углеводороды и газовые агенты резко увеличивали давление, что приводило к дальнейшему растрескиванию породы и формированию новых зон трещиноватости в направлениях, имеющих минимальные эффективные напряжения в породе, которое определяется и контролируется как структурным положением, так и литологическими особенностями слагающих данные зоны пород.

Часть уже сформированного углеводородного сырья, содержащего преимущественно газовые и легкие компоненты, фильтровалась и генерировалась в зонах с развитой микротрещиноватостью и с повышенными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), где и сформировались зоны максимальной плотности запасов. Оставшаяся часть частично дегазированных более тяжелых углеводородных компонентов с высоким содержанием смол и асфальтенов оставалась запечатанной в закрытых порах.

Также важно выделить те основные особенности строения БС и процессов, происходящих при разработке, учет которых необходим для описания механизмов при термогазовом воздействии (ТГВ).

Многочисленные исследования по скважинам на месторождениях БС проводились в ОАО «Сургутнефтегаз» [3–4]. Данные исследования показали значительную зависимость ФЕС от литотипов породы. Согласно обобщенным результатам исследований литолого-физических характеристик пород в БС выделено 7 литотипов, среди которых 3 литотипа (карбонатный, глинисто-карбонатно-керогено-кремнистый, глинисто-керогено-кремнисто-карбонатный) являются дренируемыми с содержанием карбонатного и кремнистого материала. Содержание керогена в дренируемых породах может достигать 30 %.

Важное значение для оценки технологических показателей имеет величина пустотности и ее зависимость от температуры. Согласно обобщенным результатам исследований (рис. 1) средние значения пустотности дренируемых пород БС в пластовых условиях находятся в пределах от 4 % до 8 %. По результатам исследований также отмечено, что общая пустотность пород увеличивается с ростом пластовой температуры, причем рост общей пустотности и рост начальных дебитов нефти наиболее интенсивно увеличивается в диапазоне более высоких значений пластовой температуры.

Таким образом, многочисленные исследования и опыт эксплуатации БС показали целесообразность и необходимость искусственного повышения температуры пласта. При этом возможен не только рост общей пустотности, но и увеличение охвата пластов воздействием (зон дренирования) и, соответственно, рост нефтеотдачи пластов.

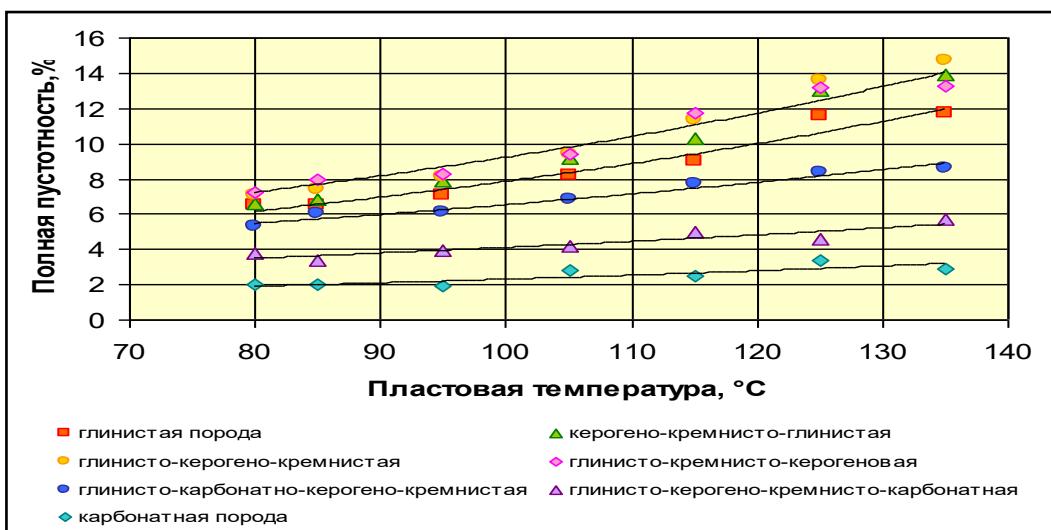


Рис. 1. Зависимость средних значений полной пустотности литотипов пород БС от температуры пласта

Именно эта особенность температурного воздействия на породы БС является основной предпосылкой использования термогазового воздействия в качестве наиболее перспективного метода разработки залежей нефтематеринских пород. Детальному рассмотрению этого вопроса посвящены работы А. А. Боксермана с соавт. [5–6].

Дальнейшие многочисленные экспериментальные исследования показали, что увеличение температуры микропустотного пространства (матрицы) до 250–350 °C позволяет не только извлечь не менее 70–80 % первоначально содержащейся в ней легкой нефти, но и результате пиролиза и крекинга превратить значительную часть твердого керогена в жидкие и газообразные углеводороды, которые при определенных условиях также могут быть извлечены [7–10]. При этом суммарная объемная доля выхода углеводородов может достигать 50–60 % от объемного содержания керогена.

Говоря о технологиях воздействия на пласты БС, надо помнить, что естественный процесс катагенеза достаточно длителен и в природных условиях занимает десятки миллионов лет, а для искусственного ускорения процесса требуется постоянный и значительный подвод тепла при техногенном воздействии. Поэтому одной из важных задач является расширение зон протекание процесса по площади для увеличение охвата воздействием. Данное расширение объема (зон) прогрева пласта можно реализовать за счет использования новых технологических решений, например, при реализации закачки термогазовых смесей с определенным водовоздушным отношением и также сочетанием различных комбинаций термогазохимического воздействия, в т. ч. с разбуриванием данных зон протяженными стволами горизонтальных добывающих скважин.

Возможность применения плотной сетки горизонтальных скважин (ГС) конечно имеет экономические ограничения и может эффективно реализовываться только при наличии значительных выдержаных толщин керогено-содержащих зон, позволяющих получить рентабельную накопленную добычу и характерных для аналогичных отложений типа бакен в США [11].

Выделяя основные процессы при реализации термогазового воздействия, надо выделить тепловое воздействие, при котором генерируется значительная тепловая энергия, действующая на ФЕС породы и содержащуюся в ней нефть. Важно, что в процессе реализации метода происходит постепенный прогрев окружающих керогенсодержащих слоев, где в результате пиролиза и крекинга значительная часть твердого керогена преобразуется в жидкие и газообразные углеводороды [12].

Говоря об основных механизмах при реализации ТГВ на пласты БС, также необходимо выделить одновременное протекание двух основополагающих процессов – низкотемпературное окисление и высокотемпературное горение [13].

Данные процессы протекают при закачке кислородосодержащей смеси, в частности, воздуха или водовоздушной смеси в нефтесодержащие породы с повышенной начальной пластовой температурой (более 60–65 °C) или при более низкой (до 40–45 °C) в случае присутствия в породе-коллекторе катализаторов самопроизвольного окисления нефти.

Именно использование природного фактора, обеспечивающего активные самопроизвольные окислительные процессы, является основной отличительной особенностью термогазового способа разработки нефтяных месторождений. В результате этих процессов происходит внутрипластовая трансформация закачиваемого газового агента в эффективный смешивающийся с пластовой нефтью вытесняющий агент.

Происходит формирование зоны (оторочки) с высокоэффективным агентом с высокими вытесняющими способностями, приводящими к значительному снижению остаточной нефтенасыщенности, а также процесс фильтрации окислителя (воздуха) и дымовых газов (в основном, азота) через продукты окисления нефти.

Подробно результаты начального этапа промысловых испытаний термогазового способа разработки на Средне-Назымском месторождении, которые к настоящему времени завершены, изложены в журнале «Нефтяное хозяйство» [12].

Сравнение различных технологических решений, предлагаемых для разработки БС, будет проведено в следующих статьях. Пока лишь кратко отметим, что результаты испытаний на Средне-Назымском месторождении подтвердили возможности эффективной реализации термогазового метода на пластах БС, характерных для данного (Средне-Назымского) района.

Для построения математических моделей процессов, проходящих при ТГВ, можно принять следующую усредненную схему строения участка исследований залежи БС.

Пласт состоит из недренируемых глинистых, кремнеземных и кероген-содержащих практически непроницаемых пропластков, разделенных маломощными дренируемыми слоями с фильтрационно-емкостными свойствами, с высоким содержанием карбонатного и кремнистого материала. Глинистые пропластки содержат основную часть органического вещества нефтематеринской породы – керогена. Основной приток флюидов в скважину и их закачка в пласт возможен из дренируемых пропластков.

Далее приведем описание основных подходов и соответствующих алгоритмов, необходимых для моделирования процессов при термогазовом воздействии. В целом, при процессе ТГВ возникает неизотермическая фильтрация ряда компонентов совместно с экзотермическими окислительными реакциями и связанными с ними термодинамическими изменениями компонентного состава, насыщающих пласт флюидов.

В общем виде математическая модель процесса разработки нефтяного пласта – это система дифференциальных уравнений в частных производных, выражающих сохранение массы и энергии. Кроме этого, для изучения процессов, происходящих внутри пород БС, при термогазовом воздействии необходима модель, позволяющая моделировать механизм процесса вытеснения нефти термогазовым методом с учетом основных особенностей его реализации, и процессов, имеющих место при реализации метода, такими как:

- экзотермическая химическая реакция окисления органических веществ кислородом воздуха с образованием в результате химической реакции продуктов окисления (CO, CO₂, кокса);
- испарение и конденсация легких углеводородных фракций;
- растворение легких углеводородных фракций, CO и CO₂ в нефти;
- перенос тепла за счет теплопроводности и конвекции;
- теплопотери в кровлю и подошву пласта за счет теплопроводности;

– изменение коэффициента проницаемости глинистых пропластков, содержащих основную часть керогена за счет образования системы микротрешин, в ходе химических превращений.

Система уравнений композиционной модели также включает уравнения движения – обобщенный закон Дарси для фильтрации фаз, законы термодинамики для расчета полей давления и температуры. Для расчета фазового равновесия компонентов используется уравнение состояния Пенга – Робинсона.

Для описания распространения тепла решается уравнение теплопроводности с аналогичными начальными и граничными условиями. Для каждого компонента определяются коэффициенты теплоемкости и теплопроводности, задается начальное распределение пластовой температуры и значение температуры кровли и подошвы пласта.

Таким образом, система уравнений с начальными и граничными условиями при заданных выше допущениях описывает математическую модель пласта. Для решения поставленной краевой задачи применяются сеточные методы. Известные методы аппроксимации дифференциальных уравнений с частными производными и граничных условий позволяют аппроксимировать систему уравнений.

Выходными данными описанного алгоритма являются поля давлений и поля насыщенности, рассчитанные на каждом временном шаге для всех блоков разбиения пласта.

Описанная выше математическая модель является композиционной моделью. В отличие от более известной модели «нелетучей нефти» (Black Oil) композиционная модель более сложная, так как учитывает компонентный состав жидкой и газовой фаз углеводородов и воды, фильтрующихся в пласте, что позволяет более точно рассчитывать фазовые переходы и изменение температуры в пласте.

Моделирование процесса вытеснения нефти термогазовым методом сложнее моделирования вытеснения при нагнетании теплоносителей или газов, не продуцирующих окислительные процессы. Большое число химических реакций и интенсивный межфазный обмен существенно усложняют решение и увеличивают число уравнений, которые следует принимать во внимание для адекватного описания протекающих в пласте процессов.

Для численного исследования основных особенностей механизма термогазового метода увеличения нефтеотдачи могут применяться гидродинамические симуляторы типа STARS (CMG-Канада), позволяющие корректно моделировать гидродинамические и физико-химические процессы [14].

Многокомпонентный массо- и теплоперенос, фазовое состояние и химические реакции в рассматриваемой задаче представляются как взаимосвязанные явления и могут быть описаны следующей системой уравнений.

Согласно закону сохранения массы вещества, сумма дивергенции от потока массы i -го вещества (компонента), n -компонентной системы и источника (стока) i -го компонента равна частной производной от объемной концентрации i -го компонента по времени:

$$\frac{\partial \omega_i}{\partial t} = -\operatorname{div} \vec{I}_i + I_i, \quad (1)$$

где ω_i – объемная концентрация i -го компонента, равная отношению массы компонента M_i к объему смеси V ($\omega_i = M_i/V$);

\vec{I}_i – плотность потока i -го компонента вещества;

I_i – источник (сток) i -го компонента, равный количеству массы вещества i -ого компонента, выделяемого (поглощаемого) в единицу времени в единице объема в результате фазовых превращений и химических реакций.

Перенос i -го компонента может происходить диффузионным путем вследствие неодинаковости истинных скоростей движения отдельных частиц вещества и других причин, а также путем конвективного (фильтрационного) переноса в результате градиента давления в пористой среде

$$\vec{I} = \vec{I}_{iD} + \vec{I}_{i\phi}, \quad (2)$$

где \vec{I}_{iD} – плотность диффузионного потока i -го компонента вещества;

$\vec{I}_{i\phi}$ – плотность фильтрационного потока i -го компонента вещества.

Дифференциальное уравнение массопереноса i -го компонента в пористых средах аналогично общему уравнению переноса (1), однако при этом объемную концентрацию компонента удобнее выразить в следующей принятой в подземной гидродинамике форме:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t} [\phi \cdot (\rho_o \cdot s_o \cdot x_i + \rho_g \cdot s_g \cdot y_i)] + \operatorname{div}(\rho_o \cdot x_i \cdot \vec{u}_o + \rho_g \cdot y_i \cdot \vec{u}_g) + \\ + x_i \cdot Q_o + y_i \cdot Q_g + \sum_{r=1}^{N_{reac}} s_i^r \cdot \gamma_r = 0, \end{aligned} \quad (3)$$

где ρ_o – молярная плотность нефтяной фазы;

s_o – нефтенасыщенность;

x_i – концентрация i -го компонента в нефтяной фазе;

y_i – концентрация i -го углеводородного компонента в газовой фазе;

\vec{u}_o – скорость нефтяной фазы;

Q_o – молярный расход нефтяной фазы ($Q_o > 0$ при добыче, $Q_o < 0$ при закачке);

γ_r – скорость химической реакции r ($r = 1 \dots N_{reac}$);

s_i^r – стехиометрический коэффициент i -го компонента в реакции r .

Для решения уравнения закона сохранения энергии необходимо знать определяющие соотношения для внутренней энергии подвижных и неподвижной фаз.

Так же, как и для расчета фазового равновесия, существует несколько способов вычисления внутренней энергии подвижных фаз как функции температуры, давления и состава. Энталпия и внутренняя энергия фаз могут быть вычислены явно, когда известны уравнения состояния для фаз. Данный способ является вычислительно недостаточно эффективным, поэтому на практике часто используется подход, включающий задание величины теплоемкости при постоянном давлении как функции температуры.

Дифференциальное уравнение, отражающее закон сохранения энергии, имеет вид [15]:

$$\operatorname{div} \vec{J}_e = \frac{\partial(\rho e)}{\partial t}, \quad (4)$$

где \vec{J}_e – поток энергии в системе; $e = E_{cuc}/M$ – удельная энергия системы; E_{cuc} – энергия всей системы с массой M ; $\rho = M/V$ – плотность системы.

Одна из важных особенностей тепловых методов разработки нефтяных месторождений заключается в том, что в пласт вводится (или в нем генерируется) огромное количество тепла. Это дает возможность в дальнейшем пренебречь некоторыми превращениями в тепловую энергию, которые происходят, например, в результате трения фильтрующихся жидкостей и газов, вследствие изменения объемов газа и т. п. Эти упрощения дают возможность [15] перейти от уравнения (4) к уравнению сохранения энталпии. Таким образом, локальная производная от объемной концентрации энталпии по времени равна дивергенции от плотности потока энталпии. В общем виде уравнение сохранения энталпии может быть представлено в следующем виде:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t} [\phi \cdot (\rho_o \cdot s_o \cdot U_o + \rho_g \cdot s_g \cdot U_g + \rho_w \cdot s_w \cdot U_w) + (1 - \phi) \cdot \rho_r \cdot U_r] + \\ + \operatorname{div}(\vec{J}_q + \rho_o \cdot H_o \cdot \vec{u}_o + \rho_g \cdot H_g \cdot \vec{u}_g + \rho_w \cdot H_w \cdot \vec{u}_w) + \end{aligned}$$

$$+ H_o \cdot Q_o + H_g \cdot Q_g + H_w \cdot Q_w + \sum_{r=1}^{Nreact} \Delta H_r \cdot \gamma_r + F_{ep} = 0 \quad , \quad (5)$$

где U_o , U_g , U_w , U_r – внутренняя энергия нефти, газа, воды и породы соответственно; H_o , H_g , H_w , H_r – энталпия нефти, газа, воды и породы соответственно; ρ_r – плотность породы; J_q – кондуктивный поток энергии; ΔH_r – энталпия реакции r ; F_{ep} – теплообмен с окружающими породами.

Теплообмен может рассчитываться только для ячеек, расположенных в кровле и подошве коллектора и имеющих непосредственный контакт с окружающими породами. Этот параметр может быть как положительным, так и отрицательным. Если температура окружающих пород меньше температуры коллектора, то $F_{ep} > 0$.

Внутренняя энергия породы и жидкости принимается равной их энталпии, а для газовой фазы принимается следующее соотношение:

$$U_g = H_g - P \cdot V = H_g - \frac{P}{\rho_g} . \quad (6)$$

Для замыкания уравнений сохранения массы используется обобщенный закон Дарси в виде:

$$\bar{u}_p = -\frac{k \cdot kr_p}{\mu_p} (grad P_p + \vec{g}) , \quad (7)$$

где \bar{u}_p – скорость фазы p ; k – абсолютная проницаемость; kr_p – относительная проницаемость фазы p ; μ_p – вязкость фазы p ; P_p – давление в фазе p ; \vec{g} – ускорение свободного падения.

Тепловой поток в уравнении сохранения энергии определяется законом Фурье:

$$\bar{J}_q = -\lambda^* \cdot grad T , \quad (8)$$

где λ^* – эквивалентная теплопроводность пористой среды; T – температура, К.

Для задания модели химических реакций необходимо перечислить непосредственно сами реакции, участвующие в них компоненты и фазы, в которых они находятся, а также стехиометрические коэффициенты реакций. Согласно экспериментам приводятся величины теплового эффекта реакций и параметры закона Аррениуса, описывающего скорости реакций.

Для расчета скорости окисления нефти в пористой среде используется кинетическое уравнение Аррениуса:

$$W = \frac{dC}{dt} = K' \cdot C^{n_1} \cdot (10 \cdot P_{O_2})^{n_2} , \quad (9)$$

где W – скорость реакции нефти с кислородом воздуха, кг/(кг·с); C – концентрация компонента, участвующего в реакции окисления, кг; t – время, с; P_{O_2} – парциальное давление кислорода, МПа; n_1 , n_2 – порядок реакции по топливу и кислороду, соответственно; K' – константа скорости реакции:

$$K' = A_0 \cdot \exp \left(-\frac{E_A}{RT} \right) , \quad (10)$$

где A_0 – постоянная Аррениуса (предэкспоненциальный множитель), кг/(кгⁿ¹·МПаⁿ²·с); R – универсальная газовая постоянная, Дж/(моль·К); E_A – энергия активации, Дж/моль.

При расчетах уравнения состояния в силу того, что скорости обменных процессов между фазами существенно выше характерных скоростей фильтрации в пористой среде, в рамках рассматриваемой задачи принимается гипотеза локального термодинамического рав-

новесия. Концентрации углеводородных y_i компонентов и воды y_w в газовой фазе выражаются через их константы равновесия:

$$y_i = K_i \cdot x_i, (i = 1 \dots Nc), \quad (11)$$

$$y_w = K_w \cdot x_w^w, (x_w^w = 1). \quad (12)$$

Для описания состояния жидкостей и газов на углеводородной основе, а также фазовых переходов типа «жидкость-газ» в углеводородных смесях (расчет констант термодинамического равновесия) применяют явные полуэмпирические уравнения состояния $p = p(T, v_i)$, описывающие одновременно жидкую и газовую фазу, обычно по известному уравнению Пенга – Робинсона.

$$P = \frac{RT}{V-b} - \frac{a}{V(V+b)+b(V-b)}, \quad (13)$$

где P – давление; T – температура; V – объем; R – универсальная газовая постоянная; a и b – коэффициенты, которые определяются для критических условий.

Параметр a зависит от температуры:

$$a(T) = a_c * \alpha(T);$$

$$\alpha(T) = (1 + m (1 - T/T_{ci})^{0.5})^2,$$

$$m = 0.37464 + 1.54226\omega - 0.2699\omega^2,$$

$a(T) = 1$ при критической температуре. Параметр b не зависит от температуры.

Соотношения (1)–(13) реализованы в большинстве известных коммерческих тепловых симуляторах нефтяного пласта, таких как: ATHOS, разработанный Французским институтом нефти (IFP); ECLIPSE компании Schlumberger, США; STARS компании CMG, Канада и др. [14].

Как показано выше, одна из важных задач при разработке кероген-содержащих отложений БС заключается в максимально эффективном использовании сгенерированного на фронте и при пиролизе керогена тепла и перенос его впереди фронта горения. Это приведет к расширению зон протекания процесса по площади и увеличению охвата воздействием. Данное расширение зон прогрева пласта можно реализовать при применении влажного внутривипластового горения (ВВГ), когда реализуется закачка термогазовых смесей с определенным водовоздушным отношением.

Основной особенностью ВВГ является использование тепловых свойств насыщенного пара, способного аккумулировать в себе гораздо больше тепла, чем остальные газовые агенты. Так, например, для того, чтобы нагреть 1 г воды при атмосферном давлении от 0 °C до 100 °C необходимо примерно 100 кал, тогда как для последующего перевода этой порции воды в пар необходимо уже 540 кал энергии, что практически в 5 раз выше. Данная особенность водяного пара наиболее обширно применяется в таких тепловых методах, как паротепловое воздействие, паро-циклические обработки и т. п.

Одновременная закачка водовоздушной смеси позволяет ускорить процесс переноса тепла, аккумулированного за фронтом горения, в область перед фронтом горения и увеличить область пласта, подвергнутую тепловому воздействию. Общий вид процесса влажного внутривипластового горения изображен схематично на рис. 2 [16].

Как показано на рис. 2, при перемещении фронта горения по пласту в нем выделяется ряд характерных температурных зон, что отражено в ряде математических моделей внутривипластового горения, созданных В. П. Степановым, А. А. Боксерманом, Ю. П. Желтовым [17–18], Эмери [19], Марксом и Лонгенхаймом [20] и другими исследователями. В 1962 г. Коуч и Селиг [21] предложили одну из наиболее распространенных впоследствии математических моделей внутривипластового горения применительно к условиям проведения лабораторных экспериментов. Согласно этой модели изменение температуры описывается уравнением теплопроводности с конвекцией при наличии подвижного источника тепла и теплообмена с

окружающими пласт породами. Теплообмен пласта с окружающими породами принят по схеме Ньютона, а теплоперенос в пласте – по схеме «сосредоточенной емкости».

В большинстве моделей, разработанных для изучения влажного внутрив пластового горения, в общем случае выделяется пять характерных температурных зон (рис. 2): две в области позади фронта горения (зона 1 – переходная температурная зона; зона 2 – зона перегретого пара) и три в области впереди фронта горения (зона 3 – зона перегретого пара; зона 4 – зона насыщенного пара; зона 5 – переходная температурная зона).

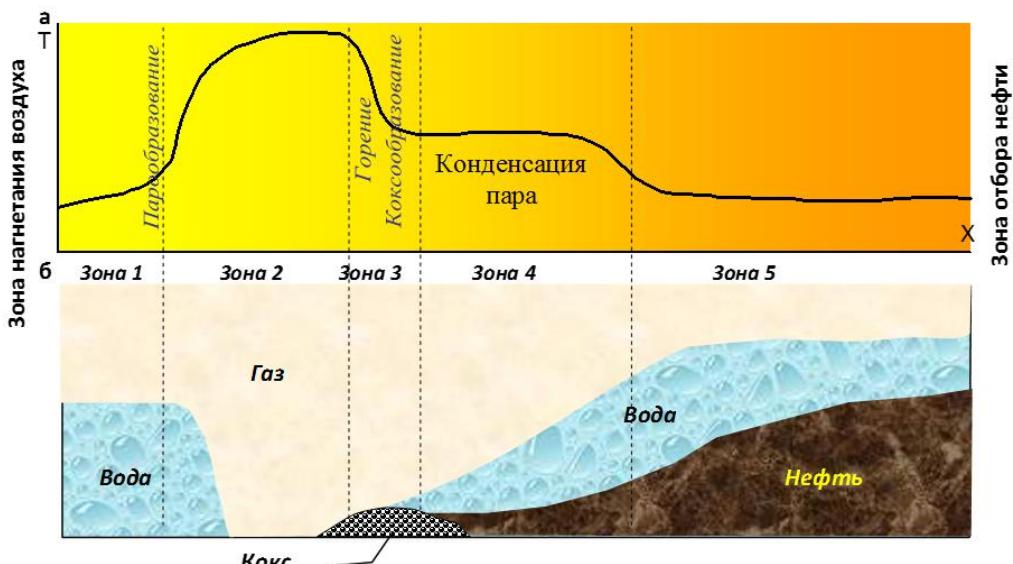


Рис. 2. Профили температуры и насыщенности при влажном горении

Эффективность влажного горения зависит от размера зоны парового плато (насыщенного пара). Регулирование размера плато можно проводить путем изменения или водовоздушного отношения (ВВО), или количества одновременно закачиваемой воды. Оптимальный диапазон ВВО для эффективного влажного горения (что соответствует максимальному размеру парового плато) находится, как правило, в диапазоне 0,001–0,005 м³/нм³ [22].

Дальнейший рост ВВО в условиях кероген-содержащего коллектора БС может приводить к снижению температуры ниже температуры пиролиза керогена при дополнительном уходе тепла в окружающие породы. Отношение выше 0,005 м³/нм³ соответствует уже сверхвлажному горению, в процессе которого закачиваемая вода уже в жидкой, а не в паровой фазе внедряется в зону горения, существенно снижая температуру и фактически останавливая процесс горения.

Когда осуществляется влажное внутрив пластовое горение, то формируется различный характер теплопереноса в областях позади и впереди фронта горения [22]. В области впереди фронта горения скорость конвективного теплопереноса будет выше скорости перемещения фронта горения, а в области позади фронта горения скорость конвективного теплопереноса будет меньше скорости перемещения фронта горения, хотя в значительно меньшей степени, нежели при сухом внутрив пластовом горении. При осуществлении ВВГ в области впереди фронта горения может развиваться зона прогрева пласта, состоящая из зон насыщенного пара и горячего конденсата, имеющих высокие вытесняющие способности.

Таким образом, оптимальный процесс ВВГ реализуется в том случае, когда генерируемое на фронте горения тепло максимально направляется в область пласта впереди фронта горения.

Проведенный выше анализ позволяет сделать следующие выводы и заключения:

- при закачке в пласт водовоздушной смеси за счет конвективного переноса тепла впереди фронта горения развиваются зоны насыщенного пара, благодаря которым происхо-

дит основной нагрев недренируемых интервалов пласта баженовской свиты с керогенсодержащими породами;

- для определения необходимых технологических режимов работы нагнетательных скважин требуется предварительное проведение на гидродинамической модели и в лабораторных условиях оценки скорости конвективного теплопереноса, скорости перемещения фронта горения, изменения относительных фазовых проницаемостей в зависимости от изменения состава вытесняющего агента и других параметров;

- требуется оценка оптимальных режимов закачки агентов с ВВО для обеспечение эффективного извлечения нефти из дренируемых зон за счет формирования смещающегося вытеснения;

- использование керогена в качестве топлива для самопроизвольных окислительных процессов позволяет поддерживать высокую температуру на фронте горения и задачи моделирования заключаются в т. ч. и в определении режимов, направленных на максимальный и преимущественно одновремененный охват как дренируемых, так и подключаемых к разработке непроницаемых (матричных) зон баженовской свиты;

- необходимо существенное расширение экспериментальных и численных исследований и их систематизация, постоянный контроль за процессом методами промысловых исследований (ПГДИС), анализ результатов и возможных недостатков, получаемых в процессе опытно-промышленных и промысловых работ при разработке отложений данного типа, имеющих большой ресурсный потенциал;

- оценка показывает, что потенциал как технологической, так и экономической эффективности отечественного термогазового способа разработки значительно выше, чем использование только горизонтального бурения с МГРП, применяемого сегодня на Западе; кроме того, применение отечественного способа не сопровождается такими острыми экологическими проблемами, как американский.

Работа выполнена при поддержке гранта РФФИ № 18-07-00504_А

Литература

1. Славкин В. С., Алексеев А. Д., Колосков В. Н. Некоторые аспекты геологического строения и перспектив нефтеносности баженовской свиты на западе Широтного Приобья // Нефт. хоз-во. 2007. № 8. С. 100–104.
2. Боксерман А. А., Вольпин С. Г., Миронов Д. Т. Особенности моделирования МУН для условий применения термогазового метода увеличения нефтеотдачи в различных геолого-физических условиях // Север России: стратегии и перспективы развития : материалы II Всерос. науч.-практич. конф. 27 мая 2016 г. Сургут, 2016. С. 8–19.
3. Батурина Ю. Е., Сонич В. П., Малышев А. Г., Зарипов О. Г., Шеметилло В. Г. Оценка перспектив применения гидротермовоздействия в пласте Ю₀ месторождений ОАО «Сургутнефтегаз» // Интервал. 2002. № 1. (36).
4. Сонич В. П. Перспективы разработки отложений баженовской свиты на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз». Сургут, 2002. 250 с.
5. Боксерман А. А. Результаты и перспективы применения тепловых методов воздействия на пласт // Тепловые методы воздействия на пласт : материалы межотрасл. семинара, г. Ухта, 5–8 октября 1971 г. М. : ВНИИОЭНГ, 1971. С. 10–16.
6. Боксерман А. А., Сафиуллин Р. Х., Кузьмина М. В. Разработка нефтяных месторождений с помощью внутриструевого горения // ВИНТИ. Горное дело. Разработка нефтяных и газовых месторождений. М. : ВИНТИ, 1969. С. 106–161.
7. Кокорев В. И., Судобин Н. Г., Полищук А. М., Горлов Е. Г. Термодеструкция керогена битуминозных пород тутлейской (баженовской) свиты месторождений Красноленин-

ского района // Теория и практика применения методов повышения нефтеотдачи пластов : материалы II Междунар. симп. 15 сентября 2009 г. Т. 1. М., 2009. С. 45.

8. Антонов С. В., Полищук А. М., Боксерман А. А. Развитие термогазового метода повышения нефтеотдачи. Кинетические закономерности автоокисления керогена и нефти // Теория и практика применения методов повышения нефтеотдачи пластов : материалы II Междунар. симп. 15 сентября 2009 г. Т. 1. М., 2009. С. 183.

9. Кокорев В. И. Технико-технологические основы инновационных методов разработки месторождений с трудноизвлекаемыми и нетрадиционными запасами нефти. : автореф. дис. ... д-ра техн. наук. М., 2010. 45 с.

10. Баталин О. Ю., Вафина Н. Г. Формы захвата свободных углеводородов керогеном. // Междунар. журн. приклад. и фундамент. исслед. 2013. № 10 (3). С. 418–425.

11. . Hughes D. Drill, Baby, Drill: Can Unconventional Fuels Usher in a New Era of Energy Abundance? Santa Rosa, California, USA : Post Carbon Institute, 2013. 166 p.

12. Алекперов В. Ю., Грайфер В. И., Николаев Н. М., Карпов В. Б., Кокорев В. И., Нургалиев Р. Г. , Палий А. П., Боксерман А. А., Клинчев В. А., Фомкин А. В. Новый отечественный способ разработки месторождений баженовской свиты ; ч. 1, 2. // Нефт. хоз-во. 2013. № 12. С. 100–105 ; 2014. № 1. С. 50–53.

13. Патент РФ 2139421. Способ разработки нефтяного месторождения. 09.09.1998. А. А. Боксерман (патентообладатель), Д. Г. Антониади, Ю. Е. Батурина, А. М. Бернштейн, А. С. Кашик, А. Г. Малышев, В. П. Сонич.

14. Бетелин В. Б., Юдин В. А., Королёв А. В., Афанаскин И. В., Вольгин С. Г. Моделирование химических реакций окисления и горения углеводородов при добыче нефти с закачкой в пласт воздуха. М. : НИИСИ РАН, 2015. 161 с.

15. Лыков А. В., Михайлов М. Ю. Теория тепло- и массопереноса. М. : ГЭИ, 1963. 535 с.

16. Айзикович О. М., Булыгин М. Г. Тепловой эффект реакций окисления в процессе влажного внутрипластового горения // Нефтепромысл. дело и транспорт нефти. 1985. № 11. С. 4–6.

17. Исследование тепловых методов добычи нефти : отчет ВНИИ // Фонды ВНИИнефть. М., 1970.

18. Боксерман А. А., Желтов Ю. П. К расчету процесса внутрипластового горения : сб. науч. тр. ВНИИ, 1974. Вып. 49.

19. Emery L. W. Results from a multiwell thermal recovery test in southeastern // J Petrol Technol. 1962. № 14. P. 671–678.

20. Marx S. W., Longenheim R. N. Reservoir heating by hot fluid injection // Trans AIME. 1959. № 216. P. 312–315.

21. Couch E. J., Seelig F. Further Discussion of a Study of Forward Combustion in a Radial System Bounded by Permeable Media // Jour Pet Tech. 1963. Dec. P. 1320–1330.

22. Боксерман А. А., Жданов Ю. П., Кочешков А. А. и др. Внутрипластовое горение с заводнением при разработке нефтяных месторождений // Тр. ВНИИ. Вып. LVIII. М. : Недра, 1974. 168 с.