

А. А. Самарцев

**Разработка и применение
гидродинамической модели парогенератора,
используемой при паротепловых методах
добычи нефти**

Приводится общий обзор паротеплового метода добычи нефти, технологии, используемого оборудования. Рассматривается методика, на основе которой можно построить математическую модель парогенератора.

Введение

Состояние ресурсной базы углеводородного сырья в мире характеризуется значительным увеличением доли трудноизвлекаемых запасов с нефтями повышенной и высокой вязкости. В России эта доля составляет около 50 % остаточных запасов нефти, причем отмечается тенденция ее возрастания.

Попытки разработки месторождений такого типа с применением традиционных способов — сетками скважин с заводнением — не дают положительных результатов. Скважины имеют низкие дебиты, наблюдаются быстрые прорывы закачиваемой воды по наиболее проницаемым пластам и пропласткам, не достигаются проектные отборы и величины текущей нефтеотдачи, резко снижалась рентабельность освоения месторождений.

Накопленный мировой опыт разработки залежей с высоковязкими нефтями доказал эффективность использования в таких случаях тепловых методов. Если традиционно применяемые технологии заводнения на месторождениях с нефтями повышенной и высокой вязкости могли обеспечить конечную нефтеотдачу не более 20–25 %, то использование тепловых методов позволяет в ряде случаев довести нефтеотдачу до 40–45 % [6].

Несмотря на широкое распространение паротепловых методов добычи нефти, в мировой практике имеют место неудачные проекты. Как показывает анализ причин неэффективности тепловых обработок, достаточно часто эти неудачи объясняются малой информативностью. Из-за применения в расчетах упрощенных моделей без учета осложняющих факторов оказываются существенно завышенными проектные технико-экономические показатели разработки и особенно значения конечной нефтеотдачи. Такие оптимистические оценки освоения ресурсов нефти неблагоприятно сказываются при определении экономического потенциала месторождений, что в дальнейшем приводит к дополнительным материальным затратам, пересмотру прогнозов и уточнению проектных документов, строительству дополнительных сооружений по подготовке обильно поступающей пластовой воды.

Ввиду того, что технология паротеплового воздействия на пласт сама по себе весьма энергоемка и требует крупных материальных затрат, а эксперименты с используемым оборудованием не только не приемлемы, но и опасны, возникает потребность в методике, позволяющей создавать модели, которые можно применять как на этапе проектирования, так и в процессе разработки.

В России и за ее пределами подобные технологии существуют, однако их применение ограничено следующими факторами:

1. Довольно высокая стоимость (60 000–90 000 \$ [5]).
2. Абсолютное большинство данных технологий бесполезно при проектировании и моделировании, они предназначены для оптимизации и прогнозирования технологического процесса.

Цель данной статьи — дать читателю представление о тепловых методах добычи нефти и общих принципах построения гидродинамических моделей, применимых для данных методов.

Приводятся обзор паротепловой технологии воздействия на пласт и применяемого оборудования, подробное описание общих принципов и параметров. В п. 3 дается методика для расчета гидродинамической модели парогенератора.

1. Сущность тепловых методов воздействия на пласт

Сущность тепловых методов состоит в том, что наряду с гидродинамическим вытеснением повышается температура в залежи, способствуя существенному уменьшению вязкости нефти, увеличению ее подвижности, испарению легких фракций и др. Это позволяет применять данные методы для залежей высоковязкой смолистой нефти вплоть до битумов, залежей нефтей, обладающих неньютоновскими свойствами[1], а также залежей, пластовая температура которых равна или близка к температуре насыщения нефти парафином.

Аномалия вязкости в основном обусловлена образованием в жидкости более или менее устойчивой

пространственной структуры. В нефтях пространственную структуру образуют асфальтены, смолы и парафины. При снижении температуры ниже температуры насыщения растворенные парафины кристаллизуются и их кристаллы придают нефти аномальные (структурно-механические) свойства.

Существует большое количество различных видов тепловых методов, но в основе практически любого из них лежит одна из двух технологий воздействия на пласт: ВГВ (воздействие горячей водой); ПТВ (паротепловое воздействие). Так как в рамках данной статьи представляет интерес именно паротепловой метод, далее будем рассматривать именно его.

Первые работы по закачке пара в пласт относятся к 1932 г. [3]. Лучшими теплоносителями и вытеснителями оказались горячая вода и водяной пар при высоком давлении. При кипении из воды выносятся пузырьки пара вместе с мельчайшими капельками влаги, смесь которых называют насыщенным паром с различной степенью сухости x_n (отношение массы сухой паровой фазы к массе смеси). При $1 > x_n > 0$ имеем влажный насыщенный пар, а при $x_n = 1$ — сухой насыщенный пар (неустойчивое мгновенное состояние) [7].

Перегретым называют пар, который при одинаковом давлении с насыщенным имеет температуру больше температуры кипения $t_{кип}$. При охлаждении перегретого пара при постоянном давлении выделяется теплота перегрева, затем теплота парообразования (конденсации) и дальше частично теплота жидкости, т. е. получают насыщенный пар и за ним горячая вода. С повышением давления p возрастает температура кипения $t_{кип}$, которую можно оценить по эмпирическому уравнению Руша:

$$t_{кип} = 100\sqrt[10]{10p},$$

где $t_{кип}$ в °С, p в МПа [3].

Критическое состояние воды (критическая точка), которое характеризуется исчезновением различия между жидкостью и паром, наступает при значениях давления $p_{кр}^* = 215,115$ МПа и температуры $t_{кр}^* = 374,12$ °С, при этом удельный объем $V_{кр}^* = 0,003147$ м³/кг и плотность $\rho_{кр}^* = 317,7629$ м³/кг [3].

Вода и нефть практически взаимонерастворимы в атмосферных условиях. Неограниченная растворимость нефтей в жидкой воде, экспериментально установленная в 1960 г., достигается при температурах 320–340 °С и давлениях 16–22 МПа. Причем вода в отличие от других растворителей при снижении температуры водонефтяного раствора до атмосферной полностью выделяет всю растворенную в ней нефть. Критическая температура растворения снижается в пористой среде на 10–20 °С, а при добавке к воде углекислого газа в объемном соотношении 1:5 (в атмосферных условиях) — до 250 °С. Сопоставительными лабораторными опытами вытеснения нефти водой с поинтервальным ступенчатым повышением температуры закачиваемой воды установлено, что суммарный коэффициент вытеснения повышается до 0,67 при температуре 250–300 °С и до 0,97 при температуре 300–310 °С и давлении 18–20 МПа. Полное вытеснение убеждает, что происходит взаимное смешение воды и нефти.

Насыщенный водяной пар как терморазтворитель нефти действует во всей области его существования в интервале температур 100–370 °С и давлений от атмосферного до 22 МПа. Однако коэффициент охвата пласта для горячей воды выше, чем для пара. Пар как маловязкий рабочий агент обычно движется у кровли пласта. Охват паром по толщине не превышает 0,4, по площади составляет 0,5–0,9. Средний коэффициент нефтеотдачи при этом достигает 0,3–0,35.

Закачка в пласт теплоносителя и терморазтворителя может осуществляться с нагревом его на поверхности или на забое скважины; на поверхности с дополнительным подогревом на забое скважины.

Ствол скважины нагревается при

$$z < z_0 = \frac{1}{\beta_T} \ln \left[1 + \frac{T_Y - T_0}{\Gamma} \beta_T \right]$$

и охлаждается при $z > z_0$, максимальная величина охлаждения приближается к значению $\Delta T_0 = -\frac{\Gamma}{\beta_T}$, где z_0 — глубина точки инверсии температурной кривой [3]. Увеличить z_0 можно уменьшением β_T или повышением T_Y , т. е. увеличением расхода q и продолжительности закачки t . На заданной глубине $T(t)$

возрастает, через 50–100 суток практически стабилизируется и становится меньше T_Y примерно на 6, 10 и 13 % при глубине залегания соответственно 500, 1000 и 1500 м. Приблизительно такие же значения принимает и величина теплотеря. При закачке горячей воды ее приходится нагревать на поверхности на 30–50 °С (в зависимости от глубины) выше проектной забойной температуры. Температура влажного пара возрастает с глубиной и становится выше T_Y на 30–40 °С. Так как температура влажного пара зависит только от

давления, то рост давления с глубиной за счет массы теплоносителя с учетом гидравлических потерь приводит к увеличению температуры. При этом все теплотери в стволе компенсируются постепенной конденсацией пара (теплотой конденсации), т. е. возрастанием его влажности.

С увеличением глубины пар может превратиться в горячую воду. При движении теплоносителя по пласту также возможны потери теплоты через кровлю и подошву пласта. Для уменьшения всех теплотерь выбирают нефтяные пласты с достаточно большой толщиной (более 6 м), применяют площадные сетки скважин с расстоянием до 100–200 м между нагнетательными и добывающими скважинами, перфорируют скважины в средней части пласта, обеспечивают максимально возможный темп нагнетания теплоносителя (пара 100–250 т/сут и более), теплоизолируют трубы, теплогенератор максимально приближают к скважинам и др.

Теплотери в стволе скважины ограничивают область применения методов закачки пара и горячей воды на глубины залегания пласта до 700–1500 м, а при закачке воды в качестве терморазрывителя глубина должна быть больше 1700–1800 м из-за необходимости создания высокого давления. Теплоноситель закачивают в виде нагретой оторочки размером более 0,3–0,4 объема обрабатываемого пласта, а затем форсированно продвигают ее по пласту холодной водой, которая нагревается теплотой, аккумулированной в пласте за фронтом вытеснения.

2. Оборудование, применяемое при паротепловом методе добычи нефти

Оборудование включает парогенераторную установку, поверхностные коммуникации (трубопроводы, компенсаторы температурных деформаций), устьеовое и внутрискважинное оборудование.

Парогенераторная установка — это совокупность узлов и агрегатов, служащих для получения водяного пара заданных параметров с использованием энергии топлива. Она является одним из ключевых элементов технологической схемы при использовании паротепловых методов добычи нефти.

В парогенераторную установку входят:

- парогенератор — устройство, в котором вырабатывается водяной пар заданных параметров из подготовленной воды;
- питательное устройство — поршневой или центробежный насос для подачи подготовленной воды в парогенератор;
- водоподготовительное устройство, обеспечивающее нормальный водный режим и получение пара с необходимыми параметрами;
- система топливоподачи, непрерывно подающая топливо в горелочное устройство парогенератора;
- тягодутьевое устройство, подающее воздух к горелкам и удаляющее из топки парогенератора дымовые газы. Парогенераторы, работающие под наддувом, тягового устройства не имеют;
- трубопроводы и арматура, служащие для транспортирования и управления основным (пар) и вспомогательными потоками (питательная вода, топливо и газ);
- приборы контроля, регулирования и безопасности, с помощью которых поддерживают параметры пара на заданном уровне при экономичной и безопасной работе всех агрегатов.

Основным в установке является парогенератор, который, в свою очередь, состоит:

- из парового котла, состоящего из системы нагреваемых трубопроводов, в которых происходит парообразование;
- топочной камеры с горелкой для сжигания топлива;
- экрана, размещенного в топочной камере и служащего для частичного использования лучистой энергии факела и защиты обмуровки, если такая имеется;
- водяного экономайзера, используемого для подогрева питательной воды;
- пароперегревателя, служащего для повышения температуры пара выше температуры насыщения пара при рабочем давлении;
- воздухоподогревателя, с помощью которого подогревают воздух перед поступлением его к горелкам;
- обмуровки для предохранения поверхностей нагрева топочной камеры от перегрева;
- каркаса, соединяющего отдельные элементы агрегата;
- гарнитуры, люков и газовых заслонок, служащих для управления газовыми потоками и обеспечения безопасного обслуживания агрегата в период работы и ремонта.

В зависимости от конструктивных особенностей паровой установки некоторые из перечисленных элементов могут отсутствовать.

Основными параметрами парогенераторных установок являются:

- паропроизводительность, равная отношению массы пара, вырабатываемого парогенератором, к интервалу времени его работы, выражается в килограммах в час (кг/ч) и тоннах в час (т/ч);
- тепловая мощность — величина, равная отношению количества теплоты, проходящей через поверхность нагрева, ко времени, за которое прошло это количество теплоты, выражается в ваттах (Вт), киловаттах (кВт), мегаваттах (МВт) и гигаваттах (ГВт);
- рабочее давление — максимальное избыточное давление на выходе из парогенераторной установки. За единицу рабочего давления принимается паскаль (Па), равный давлению, вызываемому силой в один ньютон (Н) равномерно распределенной по нормальной к ней поверхности площадью 1 м^2 . Рабочее давление учитывается при всех тепловых и прочностных расчетах;
- температура пара (если парогенераторная установка вырабатывает насыщенный пар). Температура выражается в градусах Цельсия ($^{\circ}\text{C}$).

Коэффициент полезного действия (КПД) парогенераторной установки — это величина, равная отношению полезно использованной теплоты к общей теплоте сжигаемого топлива.

Существуют и другие характеристики парогенераторных установок, большинство из которых характеризует конкретную конструкцию.

Основными показателями совершенства конструкции парогенератора являются тепловое напряжение топочного объема и тепловое напряжение поверхностей нагрева. Первая характеристика получается как частное от деления количества теплоты, поступающей в топку (в виде теплоты сгорания топлива и горячего воздуха), к объему топочного пространства. Тепловое напряжение топочного объема выражается в киловаттах на кубический метр ($\text{кВт}/\text{м}^3$). Чем больше тепловое напряжение топочного объема, принятое при конструировании парогенератора, тем меньше размеры топки и, до некоторой степени, всего парогенератора. Современные горелочные устройства позволяют сжигать газ и жидкое топливо в очень малых объемах при тепловых напряжениях до $5,82 \text{ МВт}/\text{м}^3$, например, тепловое напряжение в ручной каменноугольной топке составляет примерно $23,2 \text{ кВт}/\text{м}^3$. Однако тепловое напряжение топочного объема промышленных парогенераторов, работающих на жидком и газообразном топливе, составляет от 232 до $1163 \text{ кВт}/\text{м}^3$ [4].

С ростом теплового напряжения топочного объема возрастает и тепловой поток к ограждающим топку поверхностям нагрева, что при определенных условиях может привести к перегреву металла этой поверхности выше допустимого предела. При сжигании жидких топлив тепловой поток неравномерен по глубине топки. В месте, где тепловыделение максимально, тепловой поток может быть в 2–3 раза выше среднего.

Таким образом, с точки зрения надежности работы парогенератора ограничение теплового напряжения топочного объема связано с максимально допустимым локальным напряжением лучевоспринимающей поверхности нагрева. Величина этого допустимого локального напряжения зависит от многих факторов как режимного, так и конструктивного характера. В среднем, для давления 6 МПа, эта величина составляет $814 \text{ кВт}/\text{м}^3$ и для давления 18 МПа — $465 \text{ кВт}/\text{м}^3$ [4].

Тепловое напряжение топочного объема и лучевоспринимающей поверхности зависит от степени экранирования топки, ее конфигурации и величины напряжения. Для парогенераторов средней паропроизводительности (40–60 т/ч) указанным локальным напряжениям лучевоспринимающих поверхностей нагрева будут соответствовать максимально допустимые тепловые напряжения топочного объема от 1163 до $2900 \text{ кВт}/\text{м}^3$ [4].

Рост напряжения топочного объема и количество теплоты, воспринимаемое рабочим телом в топке парогенератора, непропорциональны. При заданной конечной температуре дымовых газов конвективная поверхность нагрева должна возрастать. Существует оптимальная величина теплового напряжения топочного объема, при котором общая масса парогенератора будет минимальной. Это напряжение ниже допустимых величин и должно составлять $1163 \text{ кВт}/\text{м}^3$ [4].

Среднее тепловое напряжение поверхностей нагрева, вычисляемое как отношение теплопроизводительности парогенератора к полной поверхности нагрева, также характеризует совершенство теплопередачи. Для современных прямоточных парогенераторов эта величина составляет 70–130 $\text{кВт}/\text{м}^2$ [4].

В настоящее время на нефтепромыслах применяют два типа парогенераторов: поверхностные и забойные. Создать надежные с требуемой характеристикой забойные парогенераторы пока не удается. Недостаток поверхностных парогенераторов — большие потери теплоты (соответственно снижение температуры) в поверхностных коммуникациях и в стволе скважины. Нормированная потеря теплоты в подводящих трубопроводах составляет $(0,5–6) \cdot 10^{-3} \%$ от теплопроизводительности парогенераторов на 1 м трубопровода [3].

Условиями снижения потерь теплоты и температурными расширениями элементов скважины

определяется подбор устьевого и внутрискважинного оборудования, которое включает арматуру устья типа АП (задвижки, устьевой сальник, устьевое шарнирное устройство и стволочной шарнир), колонну НКТ, термостойкий пакер с внутрискважинным компенсатором или устьевым сальником, колонную сальниковую головку.

3. Методика моделирования парогенератора

В данной схеме (рис.) питательная вода через коллектор питательной воды и систему раздающих труб подается на горячую сторону теплопередающей поверхности. Здесь она смешивается с котловой водой парогенератора и нагревается до температуры насыщения t_s .

Определяем тепловую мощность парогенератора [8].

$$Q_{\text{пг}} = G_1 \cdot (i_1' - i_2'') \cdot \eta,$$

где i_1' , i_2'' — энтальпия теплоносителя во входном (при учете t_1') и выходном (при учете t_2'') сечениях соответственно; η — КПД парогенератора; G_1 — расход воды первого контура через парогенератор.

На основе значения тепловой мощности можно получить паропроизводительность парогенератора [8].

$$Q_{\text{пг}} = D \cdot [(i_2'' - i_{\text{пв}}) + r] + D_{\text{пр}} \cdot (i_2'' - i_{\text{пв}}),$$

$$D = \frac{Q_{\text{пг}} - D_{\text{пр}} \cdot (i_2'' - i_{\text{пв}})}{(i_2'' - i_{\text{пв}}) + r},$$

где D — паропроизводительность парогенератора; $Q_{\text{пг}}$ — тепловая мощность парогенератора; $D_{\text{пр}}$ — расход продувки; r — теплота парообразования; $i_{\text{пв}}$ — энтальпия питательной воды, i_2'' — энтальпия теплоносителя на входе 2-го контура.

По давлению 2-го контура (P_2) и при учете температуры насыщения (t_s) определяется: r — теплота парообразования, i_2'' — энтальпия теплоносителя на входе 2-го контура.

Энтальпия питательной воды ($i_{\text{пв}}$) определяется на основе температуры питательной воды ($t_{\text{пв}}$) и давления 2-го контура (P_2).

Далее можно определить больший и меньший температурный напор.

$$\Delta t_{\text{в}} = t_1' - t_s,$$

$$\Delta t_{\text{н}} = t_2'' - t_s.$$

где t_1' — температура воды 1-го контура на входе в парогенератор; t_2'' — температура воды 2-го контура на выходе из парогенератора; t_s — температура насыщения.

3.2. Конструктивный расчет парогенератора

Поверхность теплообмена состоит из U-образных горизонтальных змеевиков, скомпонованных в два U-образных пучка, имеющих по три вертикальных коридора для обеспечения циркуляции котловой воды.

Определим внутренний диаметр трубы.

$$d_{\text{в}} = d_{\text{н}} - 2\delta,$$

где $d_{\text{н}}$ — наружный диаметр; δ — толщина.

Определим площадь сечения трубы.

$$F_{\text{тр}} = \pi \cdot \frac{d_{\text{н}}^2}{4}.$$

Зададимся скоростью теплоносителя на входе в трубчатку ($W_{1\text{вх}}$), после чего можно определить

расчетное число труб теплопередающей поверхности из уравнения сплошности потока [8].

$$G_{\text{ВН}} = f_{\text{ВН}} \cdot \frac{W_{1\text{ВХ}}}{v_1},$$

$$f_{\text{ВН}} = f_{\text{ТР}} \cdot n,$$

$$n = \frac{G_{\text{ВН}} \cdot v_1}{f_{\text{ТР}} \cdot W_{1\text{ВХ}}}.$$

3.3. Тепловой расчет

Вначале следует определить средний температурный напор вдоль поверхности нагрева, для чего

можно использовать отношение $\frac{\Delta t_{\text{Б}}}{\Delta t_{\text{М}}}$ [8].

Поскольку температурный напор и, следовательно, удельный тепловой поток изменяются значительно, то коэффициент теплоотдачи от стенки к кипящей воде и коэффициент теплопередачи рассчитываются отдельно на границах участка. Коэффициент теплопередачи рассчитывается как среднее арифметическое этих двух значений. Коэффициент теплоотдачи от теплоносителя к стенке трубы рассчитывается по средней температуре теплоносителя и принимается одинаковым для всего участка:

$$\Delta t_{\text{СР}} = \frac{\Delta t_{\text{Б}} + \Delta t_{\text{М}}}{2}.$$

Далее определим коэффициент теплоотдачи от теплоносителя к стенке трубы.

Средняя температура теплоносителя на участке

$$t_{\text{СР}} = \frac{\Delta t'_{\text{СР}} + \Delta t''_{\text{СР}}}{2},$$

где r — теплота парообразования; $\Delta t'_{\text{СР}}$ — средняя температура воды 1-го контура на входе в парогенератор, $\Delta t''_{\text{СР}}$ — средняя температура воды 1-го контура на выходе из парогенератора.

На основе значения средней температуры теплоносителя на участке определяются такие физические параметры воды, как плотность (ρ_1), коэффициент теплопроводности (λ_1), вязкость (μ_1), число Прандтля (Pr), удельный объем (v_1).

Скорость теплоносителя [8]

$$W_1 = \frac{G_{\text{М}} \cdot v_1}{F_{\text{ТР}} \cdot n}.$$

Число Рейнольдса [8]

$$Re = \frac{W_1 \cdot d_{\text{ВН}}}{v_1 \cdot \mu_1},$$

где W_1 — скорость теплоносителя; $d_{\text{ВН}}$ — внешний диаметр трубы; μ_1 — вязкость; v_1 — объем.

Средний для участка коэффициент теплоотдачи от теплоносителя к трубе определяется следующим образом [8]:

$$\alpha_1 = 0,021 \cdot \left(\frac{\lambda_1}{d_{\text{ВН}}} \right) \cdot Re^{0,8} \cdot Pr^{0,43},$$

где λ_1 — коэффициент теплопроводности; $d_{\text{ВН}}$ — внешний диаметр трубы; Re — число Рейнольдса; Pr — число Прандтля.

Термическое сопротивление находится на основе коэффициента теплоотдачи [8]:

$$R_1 = \frac{1}{\alpha_1}.$$

Температура стенки [8]

$$t_{ст} = t_{ср} - \frac{1}{3} \cdot (t_{ср} - t_s),$$

где $t_{ср}$ — средняя температура теплоносителя на участке; t_s — температура насыщения.

На основе значения $t_{ст}$ выбирается значение теплопроводности стали ($\lambda_{ст}$). В результате можно получить величину термического сопротивления стенки [8]:

$$R_{ст} = \frac{\delta_{ст}}{\lambda_{ст}},$$

где $\delta_{ст}$ — толщина стали; $\lambda_{ст}$ — значение теплопроводности стали.

Сумма термических сопротивлений

$$R = R_1 + R_{ст} + 2 \cdot R_{ок},$$

где R_1 — термическое сопротивление; $R_{ст}$ — термическое сопротивление стенки; $R_{ок}$ — термическое сопротивление окисных пленок.

Коэффициент теплоотдачи от стенки трубы к кипящей воде во входном сечении и коэффициент теплоотдачи и теплопередачи в выходном сечении можно рассчитать методом последовательных приближений.

Определяем площадь поверхности теплообмена, расчетную длину труб, расчетную длину среднего змеевика.

Расчетная площадь поверхности теплообмена

$$H^p = \frac{Q_{пг}}{k \cdot \Delta t_{ср}},$$

где $Q_{пг}$ — тепловая мощность парогенератора; k — коэффициент теплоотдачи в выходном сечении; $\Delta t_{ср}$ — коэффициент теплоотдачи от теплоносителя к стенке трубы.

Средняя расчетная длина труб

$$L_p = \frac{H^p}{\pi \cdot d_H},$$

где H^p — расчетная площадь поверхности теплообмена; d_H — наружный диаметр трубы.

Расчетная длина одной трубы среднего змеевика

$$l_p = \frac{L_p}{n},$$

где L_p — средняя расчетная длина трубы; n — количество труб.

Пересчитаем характеристики теплопередающей поверхности с учетом коэффициента запаса (K_3) и массы трубы (m).

Площадь теплопередающей поверхности парогенератора

$$H = H^p \cdot K_3.$$

Длина труб парогенератора

$$L_p = L_p \cdot 0,125.$$

Средняя длина одного змеевика

$$l = l_p \cdot 1,125.$$

Масса трубчатки

$$l_p = L \cdot ml \cdot 10^{-3}.$$

3.4. Гидравлический расчет парогенератора

Гидравлический расчет 1-го контура парогенератора представляет собой сумму величин гидравлического сопротивления входного контура, гидравлического сопротивления выходного контура и гидравлического сопротивления труб теплопередающей поверхности. Гидравлическое сопротивление 2-го контура парогенератора, преодолеваемое питательным насосом, складывается из сопротивления жалюзийных сепараторов и выхода пара из парогенератора.

Методика расчета гидравлического сопротивления состоит в следующем (на примере гидравлического сопротивления входного коллектора 1-го контура парогенератора):

Определяем гидравлическое сопротивление входного коллектора 1-го контура парогенератора.

Исходные данные:

Удельный вес (ν'_1) и вязкость (μ'_1) теплоносителя на входе 1-го контура, с учетом температуры воды (t'_1). Удельный вес (ν'_2) и вязкость (μ'_2) теплоносителя на выходе 1-го контура, с учетом температуры воды (t'_2). Удельный вес (μ) и вязкость (μ) теплоносителя при средней температуре теплоносителя парогенератора ($t_{ср}$).

Кроме того, следует учесть абсолютную шероховатость поверхностей ($\delta_{ш}$) из стали соответствующей марки.

Определяем переходное число Рейнольдса [8]:

$$Re_{пер} = 120 \cdot \frac{d_{вх}}{\delta_{ш}},$$

где R_1 — термическое сопротивление; $d_{вх}$ — диаметр; $\delta_{ш}$ — абсолютная шероховатость поверхности.

Определяем переходное число Рейнольдса входного сечения [8]:

$$Re_{вх} = \frac{W_{вх} \cdot d_{вх}}{\nu'_1 \cdot \mu'_1},$$

$$Re_{вх} > Re_{пер},$$

где $W_{вх}$ — скорость теплоносителя на входе; $d_{вх}$ — диаметр трубы на входе; μ_1 — вязкость; ν_1 — объем.

Для режимов течения с $Re > Re_{пер}$ коэффициент трения ξ определяется по формуле [8]:

$$\xi = \left(174 + 2 \cdot \lg \frac{r_B}{\delta_{ш}} \right)^2.$$

Длина коллектора теплоносителя

$$l_K = l_{перф.част} + l_{пл.присоед.истр.}$$

Определяем сопротивление трения входного коллектора теплоносителя по формуле [8]:

$$\Delta P_T = \xi \cdot \frac{l_K}{d} \cdot \frac{1}{\nu'_1} \cdot \frac{(W'_1)^2}{2}.$$

Заключение

Данная работа является обзорной. Приведенные в п. 3 методы математических расчетов служат предпосылкой к построению компьютерной модели, которая, вероятно, поможет решить описанные во введении проблемы. Кроме того, данная компьютерная модель, например, если ее использовать в совокупности с гидродинамической моделью скважинной системы, может применяться при создании ресурсо- и энергосберегающих технологий, позволяющих вывести нерентабельные запасы месторождений высоковязких нефтей в разряд прибыльных.

Литература

1. Бараз В. И. Сбор, подготовка и транспорт нефтяного газа: Справочник рабочего. М.: Недра, 1987. 260 с.
2. Бенькович Е. С., Колесов Ю. Б., Сениченков Ю. Б. Практическое моделирование динамических систем. СПб.: БХВ-Петербург, 2002. 464 с.
3. Бойко В. С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений: Учебник для вузов. М.: Недра, 1990. 427 с.
4. Бухаленко Е. И., Жданов М. М., Закиров Р. А. и др. Оборудование для термической депарафинизации. М.: Недра, 1980. 239 с.
5. Комплекс измерительных средств. Методика и программное обеспечение для исследования паронагнетательных скважин // <http://volta.bizhosting.com>
6. Кудинов В. И., Савельев В. А., Головина Т. И. Экономическая эффективность внедрения тепловых методов повышения нефтеотдачи на месторождениях ОАО «Удмуртнефть» // Геология нефти и газа. 1998. № 5.
7. Мирзаджанзаде А. Х., Ковалев А. Г., Зайцев Ю. В. Особенности эксплуатации месторождений аномальных нефтей. М.: Недра, 1972. 200 с.
8. Рассохин Н. Г. Парогенераторные установки атомных электростанций. М.: Энергоатомиздат, 1987.
9. Справочное руководство по проектированию, разработке и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. Под общей ред. Ш. К. Гиматудинова / Р. С. Адриасов, И. Т. Мищенко, А. И. Петров и др. М.: Недра, 1983. 455 с.

[1] Неньютоновскими или аномальными называются жидкости, не подчиняющиеся закону вязкого трения Ньютона: , где — касательное напряжение сдвига; μ — динамическая вязкость жидкости; — градиент скорости сдвига — изменение скорости в направлении, перпендикулярном к течению. Для них зависимость от может иметь различный вид [7].

A.A. Samartsev

DEVELOPMENT AND APPLICATION OF STEAM GENERATOR HYDRODYNAMIC MODEL USED UNDER STEAM-AND-HEAT METHODS OF OIL RECOVERY

The article summarizes steam-and-heat method of oil recovery as well as technology of the used equipment. The author considers relevant mathematical methods to create a computer model of steam generator.