УДК 532.546.2

ИНТЕГРАЛЬНАЯ МОДЕЛЬ ПАРОГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНАЖА

© 2020 г. А. Я. Гильманов^{*a*,*}, К. М. Фёдоров^{*a*,**}, А. П. Шевелёв^{*a*,***}

^аТюменский государственный университет, Физико-технический институт, Тюмень, Россия

*E-mail: agilmanov1996@gmail.com

**E-mail: k.m.fedorov@utmn.ru

***E-mail: alexandershevelev@mail.ru

Поступила в редакцию 10.11.2019 г. После доработки 15.01.2020 г.

Принята к публикации 12.03.2020 г.

Описана интегральная модель парогравитационного дренажа, проведена ее модификация с учетом неодинаковости тепловых потоков и роста паровой камеры по вертикали. Модель приведена к безразмерному виду, удобному для анализа влияния различных явлений на процесс; произведена ее верификация путем расчетов по экспериментам Чанга и Батлера. В рамках этой модели произведено описание основных эффектов, возникающих при реализации процесса.

Ключевые слова: механика многофазных систем, нефть и газ, парогравитационный дренаж, SAGD

DOI: 10.31857/S0568528120060055

Сокращение традиционных запасов нефти поставило на первый план задачи поиска эффективных методов разработки трудноизвлекаемых и нетрадиционных запасов углеводородов, среди которых значительную часть составляют месторождения высоковязких нефтей. Большинство методов, позволяющих добывать высоковязкую нефть, связаны с тепловым воздействием на залежь, что приводит к резкому падению вязкости нефти. Одним из наиболее перспективных тепловых методов является парогравитационный дренаж (SAGD), что доказали опытно-промышленные испытания и накопленный промысловый опыт применения этого метода на ряде месторождений более чем за 20 лет [1], а также расчеты рентабельности [2, 3]. В последнее десятилетие метод SAGD стал применяться в России [4, 5].

Для применения SAGD необходимо бурение двух горизонтальных скважин с небольшим расстоянием между ними по вертикали, как правило, 5–10 м. Одна из скважин располагается выше другой и является нагнетательной, вторая скважина – добывающей. На подготовительной стадии происходит циркуляция пара в верхней или обоих скважинах, чтобы прогреть часть пласта между скважинами и сформировать гидродинамическую и тепловую связь между ними. Во время основной стадии процесса через верхнюю скважину закачивается пар, а нижняя применяется для добычи нефти. При нагнетании пара в пласте формируется паровая камера – прогретая область, внутри которой пар за счет гравитационной сегрегации стремится преимущественно наверх, а нагретая нефть и сконденсировавшаяся вода стекают к добывающей скважине [6].

Авторы статьи [7] с помощью оригинальных экспериментов смогли визуализировать процесс SAGD. Они исследовали процесс на плоской модели пласта размером 35 × 22 × 3 см, заполненной пористым материалом, насыщенным нефтью. Динамика развития паровой камеры фиксировалась по полю температуры с помощью датчиков. Из экспериментов следовало, что геометрическая форма камеры близка к перевернутому равнобедренному треугольнику, вершина которого находится вблизи нижней границы модели (подошвы пласта). Рост камеры в первые моменты времени осуществлялся преимущественно вверх до достижения верхней границы модели, а затем камера росла в размере за счет расширения угла раствора треугольника.

Существует подход к моделированию процесса парогравитационного дренажа — детальное описание процессов с привлечением механики сплошных сред [8]. С другой стороны, технологические параметры SAGD можно в достаточно простом виде получить из интегральных моделей. Механика сплошных сред позволяет создавать подробные модели [9], дающие возможность



Рис. 1. Основные тепловые потоки и геометрия паровой камеры.

рассчитать дебит флюида, паронефтяное отношение, обводненность продукции. Однако некоторые технологические параметры, в том числе минимальный расход пара для успешного начала процесса, остаются неопределенными, что не позволяет сделать количественную оценку технологической эффективности процесса. Поэтому необходима модель, учитывающая все возникающие эффекты на каждой стадии парогравитационного дренажа.

В [10] предложена интегральная модель процесса SAGD, в которой, в частности, отмечалось, что существует критический расход пара, необходимый для формирования теплового канала между нагнетательной и добывающей скважиной и инициализации процесса, а также приводилось выражение для этого критического расхода из асимптотического анализа модели.

В настоящей работе предлагается развитие модели [10] с учетом "анизотропии" тепловых потоков [11]. Модель включает описание роста паровой камеры вверх до кровли пласта. Для общности результатов и выводов интегральная модель представляется в обезразмеренном виде.

1. ИНТЕГРАЛЬНАЯ МОДЕЛЬ РАЗВИТИЯ ПАРОВОЙ КАМЕРЫ

Предложенная в [10] интегральная модель процесса SAGD построена на следующих основных положениях: давление и температура в паровой камере считаются постоянными и равными пластовому давлению и температуре насыщенного пара при этом значении давления; рассчитываются средние по камере значения насыщенности фаз (нефть, вода, пар); теплопередача из камеры в пласт рассчитывается по закону Ньютона—Рихмана; треугольная геометрия паровой камеры схраняется во время всего процесса; конденсирующийся пар не поступает в добывающую скважину. Теплопередача через верхнюю и боковые стенки паровой камеры описывается согласно модели [11]. Основные тепловые потоки и геометрия камеры приведены на рис. 1. Ось у направлена по горизонтали, ось z — по вертикали. На рис. 1 отмечены соответствующие координаты верхней правой угловой точки камеры y_c и z_c , показаны удельные тепловые потери q_1 через боковые стороны камеры с суммарной площадью поверхности A_1 и через верхнюю часть камеры q_2 с площадью поверхности A_2 , указана длина горизонтальной скважины d, обеспечивающая клиновидную в объеме геометрию камеры. Мощность пласта обозначена h, вершинный угол камеры φ , Q_s , Q_w , Q_o — соответственно массовые расходы закачиваемого пара, добываемой воды и нефти.

В предположении роста камеры вверх на первых стадиях процесса и последующего расширения в стороны система уравнений примет следующий замкнутый вид

$$\frac{d\left(mVS_{w}\rho_{w}\right)}{dt} = -Q_{w} + J_{sw}$$
(1.1)

$$\frac{d\left(mV\left(1-S_{o}-S_{w}\right)\rho_{s}\right)}{dt}=Q_{s}-J_{sw}$$
(1.2)

ИЗВЕСТИЯ РАН. МЕХАНИКА ЖИДКОСТИ И ГАЗА № 6 2020

$$(1 - S_{wr})\frac{d\left(m(V_e - V)\rho_o\right)}{dt} + \frac{d\left(mVS_o\rho_o\right)}{dt} = -Q_o$$
(1.3)

$$\frac{d}{dt} \left(V \Delta T \left(m \left(S_w C_w \rho_w + (1 - S_w - S_o) \rho_s \left(\frac{l}{\Delta T} + C_s \right) + S_o C_o \rho_o \right) + (1 - m) C_r \rho_r \right) \right) = I$$
(1.4)

$$\frac{Q_s}{\rho_s \left(Q_o/\rho_o + Q_w/\rho_w\right)} = \frac{2\pi}{\varphi \mu_s \left(f_o/\mu_o + f_w/\mu_w\right)} \frac{\Delta p_i}{\Delta p_p}$$
(1.5)

$$\frac{\underline{Q}_{w}\rho_{o}}{Q_{o}\rho_{w}} = \frac{f_{w}\mu_{o}}{f_{o}\mu_{w}}$$
(1.6)

$$\frac{J_2 A_2}{J_1 A_1} = \frac{q_2 A_2}{q_1 A_1}, \quad z_c < h \tag{1.7}$$

$$J_1 A_1 + J_2 A_2 = J_{sw}, \quad z_c < h \tag{1.8}$$

где m — пористость; V_e — объем элемента разработки (элемент симметрии относительно пары скважин, соседний элемент относится к другой паре скважин); V — объем паровой камеры; S_w и S_o — водонасыщенность и нефтенасыщенность; S_{wr} — связанная водонасыщенность; ρ_w , ρ_s , ρ_o , ρ_r — плотности воды, пара, нефти и скелета породы при пластовых условиях соответственно; t — время процесса; J_{sw} — интенсивность массообмена между паровой и водной фазами в единицу времени в камере; C_w , C_s , C_o , C_r — удельные теплоемкости воды, пара, нефти и скелета породы; T_s , T_o — температура закачиваемого пара и начальная пластовая; ΔT — разность температур T_s и T_o ; l — скрытая теплота парообразования; z_c — высота камеры; f_o , f_w — относительные фазовые проницаемости нефти и воды; μ_w , μ_s , μ_o — вязкости воды, пара и разогретой до T_s нефти соответственно; $\Delta p_i/\Delta p_p$ — отношение репрессии на нагнетательной скважине к депрессии на добывающей; J_1 и J_2 — потоки массы пара по горизонтали и вертикали; а также введено обозначение

$$I = Q_{s}l - q_{1}A_{1} - q_{2}A_{2} - (Q_{o}C_{o} + Q_{w}C_{w})(T_{s} - T_{o})$$

имеющее понятный физический смысл: разность количества теплоты, поступающего в камеру с паром, и тепловых потерь.

Описанная система уравнений (1.1)—(1.8) включает в себя соответственно законы сохранения массы воды, пара в паровой камере, нефти в элементе разработки (первое слагаемое (1.3)) и в паровой камере (второе слагаемое в уравнении (1.3)), закон сохранения энергии, соотношение расходов для нагнетательной и добывающей скважины, получаемое из закона Дарси и учитывающее, что угол раствора для нагнетательной скважины равен 2π , а для добывающей соответствует углу φ , соотношение расходов воды и пара из закона Дарси, соотношение удельных потоков массы пара, пропорциональное соотношению удельных потоков тепла, так как рост камеры определяется перемещением массы пара к границе камеры и его последующим теплообменом с содержимым пласта, сумму полных потоков массы пара в вертикальном и горизонтальном направлении, равную потоку конденсирующейся фазы, поскольку весь пар спустя некоторое время после теплообмена остывает и переходит в жидкую фазу.

Переменными величинами являются $V, S_w, S_o, Q_w, Q_o, J_{sw}, J_1, J_2$ как функции от времени. Поскольку при сложении уравнений (1.1) и (1.2) можно исключить неизвестную величину J_{sw} , то имеется три дифференциальных уравнения относительно переменных V, S_w, S_o , поэтому необходимо 3 начальных условия

$$t = 0$$
: $V = 0$, $S_w = S_{wr}$, $S_o = 1 - S_{wr}$

В случае рассмотрения первой стадии процесса – роста паровой камеры в высоту выполняется условие $z_c < h$, система уравнений содержит все уравнения, необходимо определять все 8 неизвестных. На стадии расширения камеры в стороны после достижения кровли пласта $z_c = h$ и необходимо определять только 6 переменных V, S_w , S_o , Q_w , Q_o , J_{sw} , не связанных с вертикальной координатой камеры. Поэтому уравнения (1.7) и (1.8), содержащие J_1 и J_2 , из системы уравнений (1.1)–(1.8) исключаются. В качестве замыкающих соотношений для расчета относительных фазовых проницаемостей используются модельные квадратичные корреляции вида

$$f_{w} = \left(\frac{S_{w} - S_{wr}}{1 - S_{wr}}\right)^{2}, \quad S_{w} \ge S_{wr}, \quad f_{w} = 0, \quad S_{w} < S_{wr}$$

$$f_{o} = \left(\frac{1 - S_{w} - S_{or}}{1 - S_{wr} - S_{or}}\right)^{2}, \quad S_{w} \ge S_{wr}, \quad S_{o} \ge S_{or}, \quad f_{o} = 1, \quad S_{w} < S_{wr}, \quad f_{o} = 0, \quad S_{o} < S_{or}$$

где *S*_{or} – остаточная нефтенасыщенность.

Связь угла раствора паровой камеры с объемом имеет вид

$$\varphi = 2 \operatorname{arctg} \frac{V}{z_c^2 d}, \quad z_c < h, \quad \varphi = 2 \operatorname{arctg} \frac{V}{h^2 d}, \quad z_c = h$$

Для тепловых потоков, согласно закону Ньютона-Рихмана, имеются следующие выражения

$$q_{1}A_{1} = 2\alpha_{1}\sqrt{V^{2}/z_{c}^{2} + z_{c}^{2}d^{2}}(T_{s} - T_{o}), \quad q_{2}A_{2} = 2\alpha_{2}(T_{s} - T_{o})V/z_{c}, \quad z_{c} \leq h$$

где α_1 и α_2 – коэффициенты теплоотдачи от паровой камеры вдоль горизонтального и вертикального направлений соответственно, причем согласно [11] $\alpha_1/\alpha_2 = 1/3$. Выражения для тепловых потоков были получены путем умножения удельного теплового потока из закона Ньютона—Рихмана на площадь, через которую идет соответствующий теплообмен, рис. 1. Квадратный корень в выражении для теплового потока в горизонтальном направлении возникает из-за применения теоремы Пифагора. Пока паровая камера не достигла кровли пласта в приведенных выражениях $z_c < h$ и является переменной величиной, на стадии расширения камеры в стороны $z_c = h$ и является постоянной.

Разные коэффициенты теплоотдачи по вертикали и по горизонтали возникают из-за наличия конвективного переноса пара. Пар за счет гравитационного разделения распространяется преимущественно вверх. Будучи горячим, он производит первичный теплообмен с вышележащей частью пласта. После охлаждения из-за тепловых потерь пар распространяется в горизонтальном направлении, обмениваясь теплотой на боковых стенках камеры. Поскольку пар охлажден, теплообмен в горизонтальном направлении идет менее интенсивно. Поэтому коэффициент теплоотдачи по вертикали учитывает описанный факт и превосходит коэффициент теплоотдачи по горизонтали.

При рассмотрении движения угловой точки камеры, рис. 1, движение фронта прогрева будет пропорционально удельным массовым потокам, которые, в свою очередь, пропорциональны удельным тепловым потерям, как видно из системы уравнений (1.1)-(1.8), поэтому $d(y_c/\cos(\varphi/2))/dt \sim J_1 \sim q_1, dz_c/dt \sim J_2 \sim q_2.$

Можно показать, что следствием соотношения потоков является выражение

$$\frac{dz_c}{d\left(y_c/\cos\left(\phi/2\right)\right)} = \frac{\alpha_2}{\alpha_1}, \quad z_c < h$$

С использованием простых геометрических соображений его можно привести к виду

$$\frac{dz_c}{d(z_c \operatorname{tg}(\varphi/2)\sqrt{1 + \operatorname{tg}^2(\varphi/2))}} = \frac{\alpha_2}{\alpha_1}, \quad z_c < h$$
(1.9)

удобному для использования совместно с системой уравнений (1.1)–(1.6) вместо соотношений потоков (1.7) и (1.8). Уравнение (1.9) необходимо для определения новой переменной z_c и замыкает в случае учета роста камеры вверх систему уравнений (1.1)–(1.6), в которой теперь переменными являются $V, S_w, S_o, Q_w, Q_o, J_{sw}, z_c$. При рассмотрении расширения камеры в стороны необходимость в использовании (1.9) отсутствует, поскольку уравнения (1.1)–(1.6) в этом случае полностью определяют неизвестные $V, S_w, S_o, Q_w, Q_o, J_{sw}$, при этом $z_c = h$.

Для повышения общности получаемых результатов целесообразно провести обезразмеривание системы уравнений и получить безразмерные критерии подобия, определяющие особенности всего процесса. Это позволит дать универсальные рекомендации, справедливые для любых месторождений.

ИЗВЕСТИЯ РАН. МЕХАНИКА ЖИДКОСТИ И ГАЗА № 6 2020

Введем безразмерные переменные в виде

$$K_s = \frac{V}{V_e}, \quad \tau = \frac{t}{t_0}, \quad R_w = \frac{Q_w}{Q_s}, \quad R_o = \frac{Q_o}{Q_s}, \quad R_{jsw} = \frac{J_{sw}}{Q_s}, \quad Z = \frac{z_c}{\sqrt{hc}}, \quad Y = \frac{y_c}{\sqrt{hc}}$$

где t_0 — характерное время, определяемое выражением

$$t_0 = \frac{m V_e \rho_w}{Q_s}$$

Это время определяется отношением массы сконденсировавшейся воды к массе пара, закачиваемой в единицу времени, т.е. характеризует процесс конденсации.

Параметр K_s имеет смысл коэффициента охвата пласта воздействием, параметры R_w и R_o – водопаровое и нефтепаровое отношения, причем величина $1/R_o = R_s$ является паронефтяным отношением — важным технологическим параметром процесса, характеризующим экономическую эффективность SAGD.

После несложных преобразований система уравнений (1.1)–(1.6) с учетом уравнения (1.9), описывающего динамику развития камеры в вертикальном направлении, примет вид

$$\frac{dK_{s}}{d\tau} + \frac{E}{G}(K_{s} + A\sqrt{K_{s}^{2} + N}) = \frac{1}{G} \left(1 + \frac{BD_{s} - F}{1 - D_{s}} + \frac{F - BD_{s}}{1 - D_{s}} \left(R_{w} + R_{o} \frac{D_{s}}{D_{o}} \right) - BR_{o} \frac{D_{s}}{D_{o}} - FR_{v} R_{o} = U\varphi f_{o}, \quad R_{w} = U\varphi \frac{f_{o} + f_{w}M}{D_{o}} - \frac{R_{o}}{D_{o}}, \quad R_{jsw} = R_{w} + \frac{dK_{s}}{d\tau}$$
$$\frac{d(K_{s}S_{w})}{d\tau} = \frac{1 - R_{w} - R_{o} D_{s}/D_{o}}{1 - D_{s}} - \frac{dK_{s}}{d\tau} \frac{D_{s}S_{wr}}{1 - D_{s}}, \quad \frac{d(K_{s}S_{o})}{d\tau} = -\frac{R_{o}}{D_{o}} + (1 - S_{wr}) \frac{dK_{s}}{d\tau}$$
$$\frac{dZ}{d(\sqrt{1 + (K_{s}/Z^{2})^{2}}K_{s}/Z)} = \frac{1}{A}, \quad Z < \sqrt{h/c}$$

где введены безразмерные комплексы подобия

$$G = \frac{\rho_s S_{wr} \left(l + (C_s - C_w) (T_s - T_o) \right)}{(\rho_w - \rho_s) l} + (T_s - T_o) \frac{m C_o (1 - S_{wr}) \rho_o + (1 - m) C_r \rho_s}{m l \rho_w}$$

$$E = \frac{2\alpha_2 (T_s - T_o) V_e}{Q_s l z_c}, \quad N = \frac{z_c^4 d^2}{V_e^2}, \quad Z < \sqrt{h/c},$$

$$E = \frac{2\alpha_2 (T_s - T_o) V_e}{Q_s l h}, \quad N = \frac{h^4 d^2}{V_e^2}, \quad Z = \sqrt{h/c}$$

$$D_s = \frac{\rho_s}{\rho_w}, \quad D_o = \frac{\rho_o}{\rho_w}, \quad D_r = \frac{\rho_r}{\rho_w}, \quad A = \frac{\alpha_1}{\alpha_2}$$

$$F = \frac{C_w (T_s - T_o)}{l}, \quad B = \frac{l + C_s (T_s - T_o)}{l}, \quad U = \frac{\mu_s D_o}{2\pi \mu_o D_s} \frac{\Delta p_p}{\Delta p_i}, \quad M = \frac{\mu_o}{\mu_w}$$

Угол раствора камеры связан с объемом следующим образом [21]

$$\varphi = 2 \operatorname{arctg} \frac{K_s}{Z^2}$$

В описанной безразмерной системе уравнений переменными являются K_s , R_w , R_o , R_{jsw} , S_w , S_o , Z как функции от безразмерного времени τ , в случае роста паровой камеры по вертикали. Когда паровая камера, достигнув кровли пласта, расширяется в стороны, координата Z постоянна и равна безразмерной мощности пласта, в системе остается 6 переменных и 6 первых уравнений.

Замыкающие соотношения для относительных фазовых проницаемостей (ОФП) имеют прежний вид, поскольку ОФП изначально являются безразмерными величинами.

Безразмерные комплексы *G*, *F* и *B* показывают отношение теплоты насыщенной пористой среды, теплосодержания воды и пара в камере к теплоте, выделяющейся из пара за счет конденсации. Комплекс *A* показывает, какую часть от теплоотдачи по вертикали составляет теплоотда-

ИНТЕГРАЛЬНАЯ МОДЕЛЬ

Nº	Поромотр	Значение				
	Параметр	Основной расчет	По статье [7]			
1	G	0.182	0.507			
2	E	0.734	0.033			
3	N	0.071	0.360			
4	D_s	0.05				
5	D_o	0.85				
6	D_r	2.5				
7	A	0.33				
8	F	0.146	0.163			
9	В	1.153	1.170			
10	U	0.385	0.0081			
11	М	5	100			

Таблица 1. Параметры модели, используемые для расчетов

ча по горизонтали. Безразмерный комплекс M характеризует то, насколько нефть является вязкой. Комплексы D_s , D_o , D_r характеризуют отношение плотностей пара, нефти и породы к плотности воды, являющейся почти постоянной величиной при изменении термобарических условий. Безразмерный комплекс E характеризует отношение теплоотдачи из камеры в кровлю пласта к теплоте, закачиваемой с паром. Комплекс U является отношением массового расхода нефти к массовому расходу пара по закону Дарси. Он также учитывает, что пар из нагнетательной скважины распространяется по всем направлениям, т.е. ее угол раствора равен 360° . Безразмерный комплекс N является отношением объема квадратного элемента разработки при расстоянии между скважинами, равном мощности пласта, к реальному элементу разработки с расстоянием между скважинами c и имеет геометрический смысл. Этот комплекс связан с использованием теоремы Пифагора для получения выражений тепловых потерь вбок от паровой камеры.

2. ДИНАМИКА РАЗВИТИЯ ПАРОВОЙ КАМЕРЫ

С использованием разработанной модели проведен модельный расчет процесса парогравитационного дренажа. Безразмерные параметры, необходимые для этого основного расчета, приведены в табл. 1. В качестве основного варианта выбран расчет при значениях безразмерных комплексов, полученных на основе среднестатистических практических данных. Анализ чувствительности модели проводится с помощью сопоставления результатов расчетов с основным вариантом.

Для основного варианта рассчитаны важнейшие технологические параметры процесса – коэффициент охвата пласта K_s , показывающий динамику развития паровой камеры, обводненность продукции W, паронефтяное отношение R_s , рис. 2. Кроме того, проведено параметрическое исследование модели с поочередным изменением параметров, указанных в табл. 2.

Из результатов расчета следует важная особенность процесса – несовпадение во всех расчетах, указанных в табл. 2, значений характерных времен стабилизации коэффициента охвата t_2 и обводненности t_3 , резкого возрастания паронефтяного отношения t_1 , хотя они сопоставимы по порядку величины. Время резкого возрастания паронефтяного отношения определялось как время превышения паронефтяным отношением ограничивающего рентабельность значения, принятого равным 7 [1]. Значения времен стабилизации коэффициента охвата и обводненности определялись как времена, когда относительное изменение коэффициента охвата или обводненности соответственно не превышает 0.01%. Такая точность вызвана невысокой скоростью протекания процессов в пласте (роста камеры) и достаточно малым временным расчетным шагом. Необходимо отметить, что время t_2 во всех расчетах с данными из табл. 1 и табл. 2 меньше времени t_3 , время t_1 в 21 из 23 вариантов расчета меньше времени t_3 , т.е. основными ограничивающими параметрами процесса являются паронефтяное отношение и стабилизация объема паровой ка-



Рис. 2. Динамика характерных параметров процесса SAGD.

меры, которая наступает в момент совпадения закачиваемой с паром теплоты с тепловыми потерями. Параметрами, влияющими на рентабельность процесса, являются паронефтяное отношение и обводненность продукции [1], причем в 21 из 23 расчетных вариантов (в диапазонах безразмерных комплексов, указанных в табл. 2) ограничение по паронефтяному отношению

Параметр	Значение	<i>t_h</i> , сут	ϕ_1	ϕ_{max}	<i>t</i> ₁ , сут	<i>t</i> ₂ , сут	<i>T</i> ₃ , сут	R _{fr}
Основной расчет	Из табл. 1	32	0.65	2.54	820	760	1162	0.2668
Α	0.2	24	0.52	2.60	905	763	1211	0.2981
	0.5	49	0.93	2.46	731	727	1117	0.2326
	1.0	95	1.34	2.23	526	669	971	0.1487
М	4	33	0.65	2.53	1255	773	1211	0.4007
	7	32	0.65	2.54	609	753	1099	0.1658
	10	32	0.65	2.54	468	748	1026	0.0995
U	0.295	32	0.65	2.54	570	758	1128	0.1667
	0.355	32	0.65	2.54	698	764	1163	0.2248
	0.412	32	0.65	2.53	1085	765	1177	0.3306
D_o	0.8	32	0.65	2.53	769	747	1169	0.2664
	0.9	32	0.64	2.53	880	773	1163	0.2683
	1.1	41	0.70	2.53	1742	848	1191	0.3164
F	0.11	31	0.65	2.55	850	725	1179	0.2867
	0.18	32	0.65	2.52	791	771	1159	0.2448
	0.2	33	0.65	2.50	775	776	1157	0.2364
G	0.1	19	0.63	2.53	799	515	1107	0.3566
	0.24	44	0.67	2.53	834	916	1203	0.2154
	0.3	50	0.63	2.53	843	1067	1233	0.1756
E	0.5	25	0.74	2.69	861	652	929	0.3935
	0.8	35	0.66	2.48	815	785	1227	0.2393
	1	46	0.67	2.31	706	867	1325	0.1674

Таблица 2. Результаты параметрического анализа модели



Рис. 3. Сопоставление динамики развития паровой камеры по данным интегральной модели и по результатам экспериментов Чанга и Батлера [7]. Под каждым графиком отмечено время, для которого построена соответствующая геометрия камеры.

наступало раньше стабилизации обводненности, поэтому в качестве ограничивающего параметра взято паронефтяное отношение.

Для верификации разработанной интегральной модели процесса парогравитационного дренажа произведены расчеты динамики развития паровой камеры по экспериментам [7]. Данные для этих расчетов приведены в табл. 1. Соотношение между коэффициентами теплоотдачи взято по модели [11]. Значение коэффициента теплоотдачи находится в диапазоне реальных значений для стекла. Подбирался только массовый расход закачиваемого пара, влияющий на скорость роста камеры по вертикали, поскольку его значения не представлены в [7].

По результатам расчетов получена динамика роста паровой камеры, рис. 3. Красным цветом отмечена паровая камера, полученная в ходе расчетов по предлагаемой в статье модели, черные изотермы — границы паровой камеры по данным [7], у обозначает горизонтальную координату, z – вертикальную. Рост камеры вверх продолжается в течение около 90 мин, что совпадает с данными экспериментов [7]. В это время камера растет преимущественно вверх, угол раствора остается почти неизменным, быстро возрастая только в течение первых 5 мин, что соответствует наблюдениям [7]. Это вызвано преимущественным распространением пара вверх из-за его малой плотности и гравитационного разделения пара от нефти и воды [6]. При достижении камерой кровли модельного пласта угол раствора треугольника составляет 38°. В экспериментах [7] в этот момент он составлял 34°, что показывает хорошее совпадение с проведенными расчетами. После достижения кровли пласта паровая камера начинает расти в стороны. В это время начинается распространение пара по горизонтали, поскольку его распространение по вертикали ограничено размером модельного пласта. Динамика роста камеры по горизонтали хорошо согласуется с результатами экспериментов [7], рис. 3, за исключением последней стадии, когда в экспериментах камера достигает боковых стенок лабораторной установки. Тепловые потери через эти стенки, присутствующие в реальности, не учитываются в предложенной модели, поскольку в численных расчетах принимается, что в этот момент времени наступает смыкание соседних паровых камер, и тепловые потери в боковые стороны отсутствуют.



Рис. 4. Влияние системы разработки.

3. ВЫЯВЛЕНИЕ УСЛОВИЙ МАКСИМАЛЬНОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССА

Для нефтегазовой промышленности важным показателем является коэффициент извлечения нефти (КИН), влияющий на рентабельность разработки месторождения.

Влияние системы разработки на эффективность процесса SAGD можно охарактеризовать согласно схеме, приведенной на рис. 4.

Пусть в исходном случае расстояние между скважинами c_1 (соответствующее горизонтальному размеру элемента разработки) выбрано так, что соседние паровые камеры не накладываются друг на друга. Объем элемента разработки при этом составляет V_{e1} , масса нефти, содержащейся в этом элементе, равна M_{o1} , коэффициент охвата составляет K_{s1} . Очевидно, что при сближении соседних пар скважин расстояние между ними c_2 станет меньше c_1 , поэтому объем элемента разработки V_{e2} и масса содержащейся нефти M_{o2} станут меньше. С другой стороны, произойдет увеличение коэффициента охвата K_{s2} . Конкуренция этих факторов с учетом ограничения по рентабельному паронефтяному отношению приводит к наличию некоторого оптимального расстояния между скважинами, когда КИН максимален, т.е. к наличию его экстремума.

Коэффициент извлечения нефти за рентабельный период является отношением накопленной добычи нефти за этот период Q_{oc} к ее исходным запасам

$$R_{fr} = \frac{Q_{oc}}{\rho_o V_e m (1 - S_{wr})}$$

В безразмерном виде эта формула примет вид

$$R_{fr} = \frac{R_{oc}}{D_o(1 - S_{wr})}$$
(3.1)

где R_{oc} — безразмерная накопленная добыча нефти.

Построенная с использованием (3.1) зависимость КИН от безразмерного комплекса подобия N, характеризующего систему разработки, показана на рис. 5. Ограничивающее рентабельность значение паронефтяного отношения принято равным 7, значения характеристик пласта и процесса взяты из табл. 1, изменялись только параметры системы разработки. Следует отметить наличие максимума КИН, при выбранных значениях достигаемого при N = 0.132. Это означает, что существует оптимальная система разработки, позволяющая достичь максимального КИН за рентабельный период. Осуществить это возможно изменением расстояния между парами скважин или длины горизонтальной скважины, причем изменение расстояния между скважинами, не увеличивающее тепловые потери, должно быть более эффективным способом достижения оптимума. При других характеристиках пласта и процесса значение максимума изменится, однако зависимость будет иметь вид, аналогичный рис. 5.

Для выявления условий максимальной эффективности процесса был проведен параметрический анализ: относительно основного расчета, параметры для которого приведены в табл. 1, изменялся один из параметров, принимая значение из табл. 2, и рассчитывались важные показатели модели: t_h — время роста камеры по вертикали (пока $z_c < h$), φ_1 — угол раствора камеры в момент ее достижения кровли пласта, φ_{max} — максимальный угол раствора паровой камеры, характерные времена резкого возрастания паронефтяного отношения t_1 , стабилизации коэффициента охвата t_2 и обводненности t_3 , КИН за рентабельный период R_{fr} . Результаты приведены в



Рис. 5. Зависимость коэффициента извлечения нефти за рентабельный период от безразмерного комплекса, характеризующего систему разработки.

табл. 2, за исключением комплекса B, не оказывающего на показатели влияние в диапазоне значений от 1 до 1.5, что установлено расчетами при B = 1, 1.153, 1.25 и 1.5.

Анализ результатов показывает, что отношение коэффициентов теплоотдачи, характеризуемое комплексом *A*, влияет на динамику роста паровой камеры: чем меньше тепловые потери в горизонтальном направлении (чем меньше *A*), тем быстрее растет камера в вертикальном направлении и тем меньше угол ее раствора в момент достижения кровли пласта. С другой стороны, уменьшение тепловых потерь приводит к ожидаемому увеличению максимального угла раствора камеры и, как следствие, КИН, поскольку закачиваемая теплота позже выравнивается с меньшими тепловыми потерями, чем в основном расчетном варианте. Рентабельный период добычи увеличивается. Наличие оптимумов КИН для приведенных значений не обнаружено, зависимость монотонная: чем меньше *A*, тем больше КИН.

Из результатов расчетов также следует влияние важного для эффективности SAGD параметра — вязкости нефти, характеризуемой безразмерными комплексами M и U. Чем больше значение вязкости нефти (больше M и меньше U), тем сильнее снижается значение КИН за рентабельный период и продолжительность этого периода, что, очевидно, вызвано меньшими дебитами более вязкой нефти вследствие ее меньшей подвижности. Наличие оптимумов КИН для приведенных значений не обнаружено, зависимость монотонная: чем меньше M (или больше U), тем больше КИН. Однако на угол раствора камеры этот комплекс влияния не оказывает.

Исследование влияния плотности нефти показывает, что чем она выше (выше значение комплекса D_o), тем больше продолжительность рентабельного периода разработки и выше КИН. Это обосновывается тем, что большая плотность нефти приводит к ее большей массе, поэтому массовое паронефтяное отношение уменьшается и позволяет добывать нефть на рентабельном уровне дольше. Наличие оптимумов КИН для приведенных значений не обнаружено, чем больше D_o , тем больше КИН. На угол раствора камеры этот комплекс ожидаемо не оказывает влияния.

Еще одной важной особенностью процесса является тот факт, что увеличение доли закачанного с паром количества теплоты, идущего на нагрев насыщенной пористой среды, что характеризуется увеличением G, и на нагрев воды в частности, что характеризуется увеличением F, приводит к снижению КИН и времени рентабельной разработки, поскольку в этом случае меньшее количество пара идет на теплообмен, способствующий росту камеры. Поэтому и рост камеры вверх идет быстрее при меньшем G. Влияния этих комплексов на угол раствора камеры или наличия оптимума КИН не обнаружено.

Анализ результатов также показывает, что чем больше значение комплекса *E*, тем меньше коэффициент извлечения нефти и длительность рентабельного периода разработки. Это связано с меньшим количеством закачиваемого пара, что также приводит к более длительному росту паровой камеры и меньшему углу ее раствора, поскольку количество теплоты, закачиваемое с паром, в этом случае раньше выравнивается с тепловыми потерями. Однако это приводит и к более длительной стабилизации обводненности.

Таким образом, условия максимальной эффективности процесса SAGD являются таковыми: оптимальная система разработки, характеризуемая комплексом *N*; как можно меньшая вязкость нефти и тепловые потери; больший расход закачиваемого пара и высокая плотность нефти.

ГИЛЬМАНОВ и др.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Установлено, что безразмерная интегральная модель процесса парогравитационного дренажа имеет 11 комплексов подобия, имеющих геометрический и тепловой смысл либо показывающих отношение массовых расходов или параметров пласта и флюидов.

Представленная интегральная модель процесса SAGD, учитывающая неодинаковость тепловых потерь по вертикали и по горизонтали и рост камеры в высоту, верифицирована с помощью расчетов для экспериментов Чанга и Батлера. Динамика роста паровой камеры в высоту и угла раствора треугольника камеры сходятся с экспериментальными данными.

Показано, что зависимость коэффициента извлечения нефти от безразмерного комплекса подобия, характеризующего систему разработки, имеет экстремум — максимум. Это позволяет выбрать оптимальную сетку скважин на месторождении для максимальной эффективности процесса SAGD.

Параметрический анализ модели показал, что значение максимального угла раствора камеры определяется тепловыми потерями, чем они меньше, тем больше это значение. Коэффициент извлечения нефти существенным образом зависит от вязкости нефти, чем она меньше, тем больше КИН. Условия максимальной эффективности процесса SAGD являются таковыми: оптимальная система разработки, характеризуемая комплексом *N*, как можно меньшая вязкость нефти и тепловые потери, больший расход закачиваемого пара, высокая плотность нефти.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Farouq Ali S.M. Life after SAGD 20 years later // Society of Petroleum Engineers. 2016. Paper SPE-180394-MS. 7 p. https://doi.org/10.2118/180394-MS
- Birrell G.E., Aherne A.L., Seleshanko D.J. Cyclic SAGD economic implications of manipulating steam injection rates in SAGD projects re-examination of the Dover project. Paper №2003-177. Westmount: Petroleum Society of Canadian Institute of Mining, Metallurgy and Petroleum. 2003. 13 p. https://doi.org/10.2118/2003-177
- 3. *Shin H., Polikar M.* New economic indicator to evaluate SAGD performance // Society of Petroleum Engineers. 2005. Paper SPE-94024. 7 p. https://doi.org/10.2118/94024-MS
- Ibatullin R.R., Ibragimov N.G., Khisamov R.S., Zaripow A.T. Problems and solutions for shallow heavy oil production // Society of Petroleum Engineers. 2012. Paper SPE-161998. 4 p. https://doi.org/10.2118/161998-MS
- Chertenkov M.V., Loparev D.S., Buslaev G.V., Yusifov A.A., Klyavlin A.V. Improvement of drilling technology for the Yarega heavy oil field development by SAGD method with counter producing and injecting wells // Society of Petroleum Engineers. 2014. Paper SPE-171275-MS. 16 p. https://doi.org/10.2118/171275-MS
- Butler R.M. Horizontal wells for the recovery of oil, gas and bitumen. Calgary: The Petroleum Society of the Canadian Institute of Mining, Metallurgy and Petroleum, 1994. 228 р. = Батлер Р.М. Горизонтальные скважины для добычи нефти, газа и битумов. М.–Ижевск: Ин-т комп. исслед., НИЦ "Регулярная и хаотическая динамика", 2010. 544 с.
- 7. *Chung K.H., Butler R.M.* Geometrical effect of steam injection on the formation of emulsions in the steam-assisted gravity drainage process // JCPT. 1988. V. 27. № 1. P. 36–42.
- 8. *Butler R.M., McNab G.S., Lo H.Y.* Theoretical studies on the gravity drainage of heavy oil during steam heating // Canadian Journal of Chemical Engineering. 1981. V. 59. P. 455–460.
- 9. *Митрушкин Д.А., Хабирова Л.К.* Математическое моделирование в проблеме добычи высоковязких нефтей // Вестник ЦКР Роснедра. 2010. № 1. С. 52–59.
- Федоров К.М., Гильманов А.Я., Шевелёв А.П. Сравнительный анализ различных схем размещения скважин для технологии парогравитационного дренажа // Society of Petroleum Engineers. 2018. Статья SPE-191494-18RPTC-RU. 12 с. https://doi.org/10.2118/191494-18RPTC-RU
- 11. *Edmunds N., Peterson J.* A unified model for prediction of CSOR in steam-based bitumen recovery. Paper № 2007-027. Westmount: Petroleum Society of Canadian Institute of Mining, Metallurgy and Petroleum. 2007. 12 p. https://doi.org/10.2118/2007-027