

УДК 532.5-1/9

## РАСЧЕТ ЗАБОЙНЫХ ПАРАМЕТРОВ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ПРИ ЕГО ДВИЖЕНИИ ПО СТВОЛУ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ С УЧЕТОМ СТРУКТУРЫ ПОТОКА

Гильманов Александр Янович<sup>1</sup>,  
a.y.gilmanov@utmn.ru

Родионова Анна Васильевна<sup>1</sup>,  
stud0000230197@study.utmn.ru

Шевелёв Александр Павлович<sup>1</sup>,  
a.p.shevelev@utmn.ru

<sup>1</sup> Тюменский государственный университет,  
Россия, 625003, г. Тюмень, ул. Перекопская, 15а.

**Актуальность** исследования обусловлена необходимостью вовлечения в разработку месторождений с высоковязкой нефтью, поскольку месторождения с нефтью низкой и средней вязкости истощаются. Вязкость тяжёлой нефти существенно зависит от температуры, поэтому для снижения вязкости используют тепловые методы увеличения нефтеотдачи. С точки зрения использования закаченного в пласт тепла наиболее эффективным тепловым методом является пароциклический метод, т. е. периодическое нагнетание пара в скважину. Однако при движении пара по трубе происходит его конденсация, из-за чего продукция на забое скважины нередко обводнена. Точное знание параметров теплоносителя вдоль всего ствола скважины поможет избежать этой проблемы.

**Цель:** определить влияние величины угла наклона скважины, сухости пара на устье, начального давления и коэффициента теплопроводности теплоизоляции на характеристики теплоносителя в стволе скважины с учётом режимов течения.

**Объекты:** месторождения с высоковязкой нефтью.

**Методы:** физико-математическое моделирование нагнетания двухфазного (пар-вода) теплоносителя в пласт на основе законов сохранения массы, импульса и энергии с учетом движения теплоносителя по стволу наклонной скважины, потерь тепла через стенки скважины и режимов течения жидкости.

**Результаты.** Произведен расчет паросодержания и расхода теплоносителя вдоль ствола наклонной скважины. Проанализировано влияние величины угла наклона скважины на параметры теплоносителя на забое скважины (паросодержание, давление и устьевой расход теплоносителя). Определено, что чем меньше угол наклона скважины, тем глубже пар проникает по глубине пласта.

### Ключевые слова:

Высоковязкая нефть, тепловые методы увеличения нефтеотдачи, пароциклическое воздействие, наклонная скважина, массовый расход теплоносителя, глубина конденсации пара.

### Введение

Применение закачки водяного пара среди всех тепловых методов увеличения нефтеотдачи [1–4] наиболее распространено в связи с максимальным количеством теплоты, вносимым в пласт, по сравнению с другими теплоносителями. Одна из проблем использования пароводяной смеси связана с конденсацией пара при движении по стволу скважины [5].

Существующие забойные парогенераторы [6] обеспечивают неконтролируемое выделение тепла, что может приводить к механическим нарушениям фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны пласта, и характеризуются небольшими расходами характеристиками, при этом в пласт параллельно с теплоносителем поступают газы горения. Режим работы устьевых парогенераторов можно контролировать в широком диапазоне расходных характеристик, а сами такие парогенераторы достаточно просты в эксплуатации и существенно дешевле забойных.

К сожалению, устьевые парогенераторы [6] не позволяют получать сухой пар в промышленных масштабах [7]. Поэтому уже на устье скважины попадает пароводяная смесь. Для глубоко залегающих скважин критическим параметром является их глубина. При движении теплоносителя по стволу такой

скважины происходят значительные теплотери, зачастую приводящие к полной конденсации пара и выделению существенной части транспортируемого тепла в стволе скважины, а не в пласте. Частично нивелировать этот эффект позволяет применение теплоизолированных насосно-компрессорных труб.

Вертикальные скважины в реальных условиях являются лишь условно расположенными под углом 90°. Чаще всего эти скважины расположены под некоторым углом, значение которого может достигать 5° [8]. Кроме того, для добычи нефти распространено применение наклонно-направленных скважин [9, 10], в которых углы отклонения от вертикали достигают 70° [11]. При угле наклона скважины до 20° тепловые потери за счёт увеличения площади контакта теплоносителя со стенкой скважины возрастают до 6 % при неизменной глубине пласта. При этом площадь фильтрации также возрастает на 6 %.

Всё вышесказанное обуславливает актуальность моделирования движения теплоносителя по стволу наклонной скважины. Современным направлением в области моделирования задач физики нефтегазового пласта является использование гидродинамических симуляторов [12]. Эти симуляторы хорошо зарекомендовали себя при решении стандартных задач.

Движение теплоносителя по стволу наклонной скважины в таких симуляторах не моделируется. Использование специализированного программного обеспечения [13] также настроено на решение стандартных задач и не учитывает всех эффектов при движении теплоносителя по стволу скважины, а также сопряжено с временными и финансовыми затратами.

Для решения упомянутой проблемы были предложены математические модели [5, 7]. Одной из современных работ в этой области является модель Морради и его соавторов [5]. В основе этой модели лежит баланс массы и энергии для наклонной скважины, при этом учитываются потери давления на трение для двух режимов течения: ламинарного и турбулентного. Структура потока в этой модели не учитывается.

К настоящему времени разработан подход использования классической системы уравнений механики многофазных сред [14–18] для описания потоков, сопровождающихся фазовыми переходами в стволе скважины [19]. Как правило, газожидкостный поток в таких моделях считается одномерным [19, 20]. Однако среди этих моделей нет такой, которая бы учитывала структуру потока и её возможные изменения при движении пароводяной смеси в стволе нагнетательной скважины с учётом тепловых потерь через многослойную стенку этой скважины.

Работа авторов [7] учитывает динамику структуры многофазного газожидкостного потока, но предназначена для расчёта только вертикальных скважин.

Применение нейросетевого или машинного обучения для решения задач движения многофазных потоков в нагнетательных и добывающих скважинах [21] не позволяет учесть индивидуальных особенностей каждой конкретной скважины, а даёт лишь общую усреднённую картину и по сути является методом приближённых статистических оценок.

Поэтому целью работы является определение забойных характеристик теплоносителя при его движении по стволу скважины с учётом как режимов течения, так и структуры потока, а также тепловых потерь через стенку многослойной скважины. В рамках разрабатываемого авторами подхода [7] впервые будет учтено влияние угла наклона скважины на эволюцию структуры газожидкостного потока и технологические параметры для неизотермической задачи движения теплоносителя по стволу нагнетательной скважины.

#### Методы

Для описания поставленной задачи вводятся две оси  $z$  и  $z \cdot \cos\theta$  (рис. 1), где  $z$  – это ось, направленная вдоль ствола скважины, м, с ее помощью далее описываются законы движения теплоносителя вдоль ствола наклонной скважины, а  $z \cdot \cos\theta$  – это ось, направленная по глубине пласта, она нужна, чтобы учесть истинную глубину скважины, здесь  $\theta$  – угол наклона скважины, °. Пусть внутренний радиус насосно-компрессорных труб  $r_0$ , м.

Чтобы решить поставленную задачу, можно использовать модель [7], построенную на основе классической системы уравнений механики многофазных систем и материальных соотношений энтальпии и

плотности фаз. В законе сохранения импульса учитываются потери на трение о стенки скважины. Также модель учитывает режимы течения жидкости. Ее решение позволяет определить скорость теплоносителя, паросодержание, давление и расход нагнетаемой пароводяной смеси вдоль всего ствола скважины. Однако такая модель не учитывает угол наклона скважины.

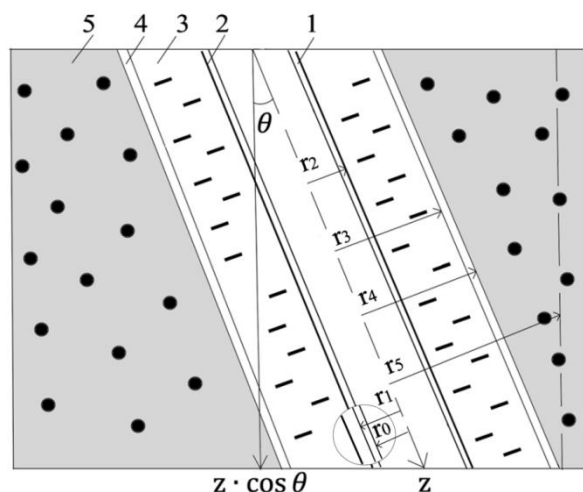


Рис. 1. Схематическая структура конструкции скважины: 1 – насосно-компрессорные трубы; 2 – слой теплоизоляции; 3 – затрубное пространство, заполненное водой; 4 – обсадная колонна; 5 – окружающая порода

Fig. 1. Schematic structure of the well design: 1 – tubing pipe; 2 – thermal insulation layer; 3 – annular space filled with water; 4 – casing string; 5 – surrounding rock

Если учесть угол наклона скважины, то закон сохранения импульса примет вид:

$$\frac{dP}{dz} = (\rho_s C + (1 - C)\rho_w)g \cdot \cos\theta - \frac{dP_f}{dz},$$

где  $P$  – давление, Па;  $\rho_s$  и  $\rho_w$  – плотности пара и воды, кг/м<sup>3</sup>;  $C$  – сухость пара, д. ед.;  $g$  – ускорение свободного падения, равное 9,81 м/с<sup>2</sup>;  $P_f$  – потери давления на трение, Па.

Следует учесть угол наклона также в формуле для потерь давления на трение  $P_f$  при снарядном режиме течения, тогда потери будут рассчитываться как:

$$\frac{dP_f}{dz} = C_d \frac{1}{2} \frac{(1 - \beta)}{\beta + (1 - \beta)(1 - \sigma_1)} \frac{(1 - \sigma_1)^3}{\sigma_1^2} \rho_w g \cdot \cos\theta,$$

где безразмерный коэффициент

$$\sigma_1 = \frac{2}{1 + \frac{\bar{q}_w}{1 - \beta} + \sqrt{\left[1 + \frac{\bar{q}_w}{1 - \beta}\right]^2 - 4\bar{q}_w}}$$

где  $\beta = \frac{\bar{q}_s}{\bar{q}_s + \bar{q}_w}$  – расходное объемное газосодержание, д. ед.;  $\bar{q}_w = \frac{q_w}{h\sqrt{gdd}}$  и  $\bar{q}_s = \frac{q_s}{h\sqrt{gdd}}$  – приведённые расходы воды и пара, безразмерные;  $q_s$  и  $q_w$  – объёмные расходы пара и воды, м<sup>3</sup>/с;  $h$  – глубина скважины, м;  $d$  – внутренний диаметр насосно-компрессорных труб, м;  $C_d$  – коэффициент потерь давления на трение, без-

размерный, определяется по формулам Стокса или Альтушуля [7] с учётом ламинарного или турбулентного режима течения.

Для пузырькового режима потери давления на трение вычисляются как

$$\frac{dP_f}{dz} = (\rho_s C + (1 - C)\rho_w) \frac{C_d v^2}{2d},$$

где  $v$  – скорость теплоносителя, м/с.

Закон сохранения массы имеет вид

$$\frac{d}{dz} ((\rho_s C + (1 - C)\rho_w)v) = 0.$$

Закон сохранения энергии описывается уравнением

$$\frac{d}{dz} ((\rho_s C i_s + (1 - C)\rho_w i_w)v) = -\frac{Q}{\pi r_0^2 h},$$

где  $i_s$  и  $i_w$  – удельные энтальпии пара и воды, Дж/кг;  $Q$  – тепловой поток, Вт.

Удельные энтальпии и плотности пара и воды вычисляются по эмпирическим корреляциям:

$$\begin{aligned} \rho_s &= \beta_s P - \rho_{s1}, P \leq P', \\ \rho_s &= \beta_s P - \rho_{s2}, P > P', \\ \rho_w &= \beta_{w1} P + \rho_{w1}, P \leq P', \\ \rho_w &= \beta_{w2} P + \rho_{w2}, P > P', \\ i_s &= \alpha_s T_s + i_{s0}, \\ i_w &= \alpha_w T_s - i_{w0}, \end{aligned}$$

где постоянные коэффициенты  $\beta_s=10^{-5}$  кг/(м<sup>3</sup>·Па),  $\rho_{s1}=57,2$  кг/м<sup>3</sup>,  $\rho_{s2}=67,6$  кг/м<sup>3</sup>,  $\rho_{w1}=575$  кг/м<sup>3</sup>,  $\rho_{w2}=566$  кг/м<sup>3</sup>,  $\beta_{w1}=2 \cdot 10^{-6}$  кг/(м<sup>3</sup>·Па),  $\beta_{w2}=3 \cdot 10^{-6}$  кг/(м<sup>3</sup>·Па),  $i_{s0}=3 \cdot 10^6$  Дж/кг,  $i_{w0}=125518$  Дж/кг,  $\alpha_s=-513$  Дж/(кг·К),  $\alpha_w=4987$  Дж/(кг·К);  $P'$  – переходное значение давления, равное  $20 \cdot 10^6$  Па.

Для наклонной скважины тепловой поток также будет вычисляться по известной формуле:

$$Q = \frac{2\pi h(T_s - T_r)}{\sum_{i=1}^5 \frac{1}{\lambda_i} \ln \frac{r_i}{r_{i-1}}},$$

где  $T_s$  – температура теплоносителя, К;  $\lambda_1$  – коэффициент теплопроводности стали;  $\lambda_2$  – коэффициент теплопроводности теплоизоляции;  $\lambda_3$  – коэффициент теплопроводности воды;  $\lambda_4$  – коэффициент теплопроводности стали;  $\lambda_5$  – коэффициент теплопроводности породы ( $\lambda_i$  измеряется в Вт/(м·К));  $r_1$  – внешний радиус насосно-компрессорных труб, м;  $r_2$  – внешний радиус теплоизоляции, м;  $r_3$  – внутренний радиус обсадной колонны, м;  $r_4$  – внешний радиус обсадной колонны, м;  $r_5$  – эффективный радиус (в м), на котором в пласте устанавливается значение невозмущённой температуры  $T_r$  (в К) (рис. 1).

Однако эту температуру нужно разбить на два слагаемых, каждое из которых учитывает свое значение невозмущенной температуры  $T_r$ , так как в сторону наклона скважины тепловые потери распространяются на большую глубину, чем с противоположной наклону скважины стороны (рис. 2). Так, в первом случае невозмущенная температура (в К) вычисляется по формуле:

$$T_{r1} = \Gamma(z/\cos\theta - z^*) + T^*,$$

а во втором:

$$T_{r2} = \Gamma(z/(2 - 1/\cos\theta - z^*)) + T^*,$$

где  $\Gamma$  – геотермический градиент, равный для большинства месторождений Западной Сибири 0,03 К/м;  $T^*$  – значение температуры (в К) на опорной глубине  $z^*$  (в м). Обычно в качестве опорной глубины принимается  $z^*=2$  м, чтобы исключить сезонное влияние на значение температуры на этой глубине. Само значение температуры должно быть измерено экспериментально на реальном объекте, в модельном случае принимается равным 293 К.

Тогда конечная формула для теплового потока наклонной скважины будет иметь вид:

$$Q = Q_1 + Q_2,$$

- $Q_1 = \frac{2\pi h(T_s - T_{r1})}{\sum_{i=1}^5 \frac{1}{\lambda_i} \ln \frac{r_i}{r_{i-1}}}$  – тепловой поток, который распространяется в сторону наклона скважины;
- $Q_2 = \frac{2\pi h(T_s - T_{r2})}{\sum_{i=1}^5 \frac{1}{\lambda_i} \ln \frac{r_i}{r_{i-1}}}$  – тепловой поток, распространяющийся в противоположную наклону скважины сторону.

Температура теплоносителя считается известной и аппроксимирована линейным трендом. Граничные условия соответствуют заданию на устье расхода теплоносителя, сухости пара и давления.

Дифференциальные уравнения в приведённой системе уравнений решаются по методу Эйлера, система получившихся алгебраических уравнений решается по методу последовательного исключения неизвестных. Шаг по координате равен 0,01 м.

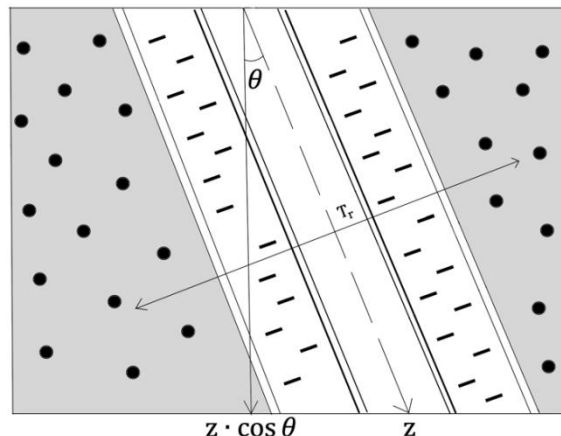


Рис. 2. Схематическое изображение распространения тепловых потоков в разные стороны от наклонной скважины

Fig. 2. Schematic representation of the propagation of heat flows in different directions from a directional well

#### Анализ влияния угла наклона скважины на параметры теплоносителя на забое скважины

Исходные данные, использованные при вычислениях, приведены в табл. 1 и соответствуют модельной скважине. Глубина скважины принята равной 500 м.

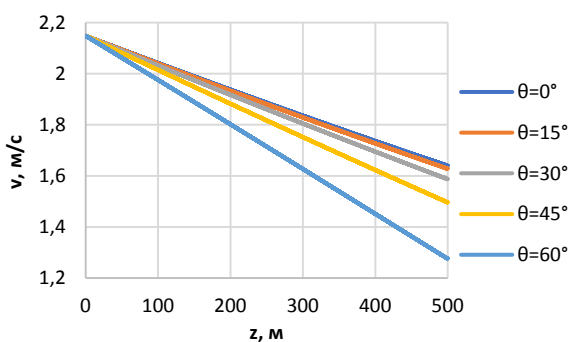
Наибольшая скорость теплоносителя наблюдается при вертикальном расположении скважины. При увеличении угла наклона скорость теплоносителя падает, так как влияние гравитационных сил уменьшается (рис. 3).

**Таблица 1.** Исходные данные, использованные при вычислениях

**Table 1.** Initial data used for calculation

Устьевая температура теплоносителя Heat carrier temperature at the wellhead $T_{st}$ , К	626
Забойная температура теплоносителя Heat carrier temperature at the bottom-hole $T_{sb}$ , К	621
Коэффициент теплопроводности стали $\lambda_1=\lambda_4$ , Вт/(м·К) Steel thermal conductivity $\lambda_1=\lambda_4$ , W/(m·K)	60
Коэффициент теплопроводности теплоизоляции $\lambda_2$ , Вт/(м·К) Thermal insulation thermal conductivity $\lambda_2$ , W/(m·K)	0,001
Коэффициент теплопроводности воды $\lambda_3$ , Вт/(м·К) Water thermal conductivity $\lambda_3$ , W/(m·K)	0,683
Коэффициент теплопроводности породы $\lambda_5$ , Вт/(м·К) Rock thermal conductivity $\lambda_5$ , W/(m·K)	4
Внешний радиус теплоизоляции $r_2$ , м Thermal insulation external radius $r_2$ , m	0,085
Внешний радиус обсадной колонны $r_4$ , м Casing string outer radius $r_4$ , m	0,11
Угол наклона скважины/Well inclination angle $\theta$ , °	30
Сухость пара на устье/Steam quality at the wellhead $C_0$	0,7
Массовый расход теплоносителя на устье $Q_s$ , т/ч Mass steam injection flow rate at the wellhead $Q_s$ , ton/h	3,2
Давление смеси на устье $P_0$ , МПа Pressure of the mixture at the wellhead $P_0$ , MPa	15
Внутренний радиус насосно-компрессорных труб $r_0$ , м Inner radius of the tubing $r_0$ , m	0,04
Внешний радиус насосно-компрессорных труб $r_1$ , м Tubing outer radius $r_1$ , m	0,045
Внутренний радиус обсадной колонны $r_3$ , м Casing string inner radius $r_3$ , m	0,1
Эффективный радиус $r_5$ , м Effective radius $r_5$ , m	10

Режим течения при этом остаётся снарядным. Пузырьковый режим достигается только при расходе теплоносителя более 0,012 м<sup>3</sup>/с. Однако на практике расход теплоносителя не превосходит 0,01 м<sup>3</sup>/с, поэтому режим течения остаётся снарядным и структура газожидкостного потока не эволюционирует.



**Рис. 3.** Влияние угла наклона скважины  $\theta$  на распределение скорости теплоносителя  $v$  по глубине пласта  $z$

**Fig. 3.** Influence of the well inclination angle  $\theta$  on heat carrier velocity distribution  $v$  over the depth of the formation  $z$

Для анализа влияния величины начальных характеристик на параметры на забое скважины можно использовать «торнадо» диаграмму. Этот тип диаграммы позволяет провести анализ чувствительности, т. е. сравнить степень влияния различных параметров. На горизонтальной оси находится базовый параметр, влияние на который оценивается, на вертикальной –

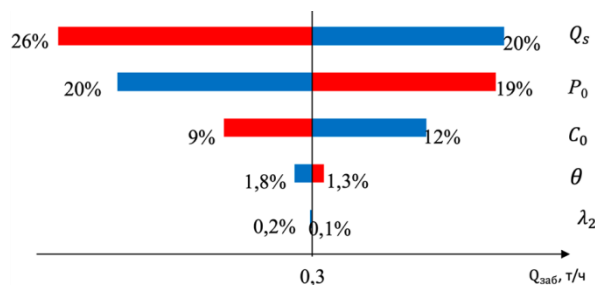
влияющие параметры, значение которых изменяется. Синим цветом показано изменение базового параметра (и указано значение в %) при увеличении влияющего параметра на 20 %, а красным – при уменьшении влияющего параметра на 20 %. Начальные значения влияющих параметров приведены в табл. 2.

**Таблица 2.** Базовые значения параметров

**Table 2.** Basic parameter values

Сухость пара на устье/Steam quality at the wellhead $C_0$	0,7
Массовый расход теплоносителя на устье $Q_s$ , т/ч Mass steam injection flow rate at the wellhead $Q_s$ , ton/h	3,2
Коэффициент теплопроводности теплоизоляции для рис. 4 $\lambda_2$ , Вт/(м·К) Thermal conductivity of the thermal insulation for Fig. 4 $\lambda_2$ , W/(m·K)	0,001
Коэффициент теплопроводности теплоизоляции для рис. 5 $\lambda_2$ , Вт/(м·К) Thermal conductivity of the thermal insulation for Fig. 5 $\lambda_2$ , W/(m·K)	0,08
Угол наклона скважины/Well inclination angle $\theta$ , °	30
Давление смеси на устье $P_0$ , МПа Mixture pressure at the wellhead $P_0$ , MPa	15

С увеличением угла наклона скважины массовый расход теплоносителя на забое скважины уменьшается (рис. 4). Массовый расход пара напрямую зависит от скорости, которая с увеличением угла уменьшается. Наибольшее влияние на массовый расход пара на забое оказывают устьевой расход пара и начальное давление, которые задаётся на устье скважины. С увеличением количества пара на устье растёт и количество пара по всей скважине и ему тяжелее конденсироваться, поэтому массовый расход пара увеличивается и на забое. При уменьшении давления на устье пар полностью не конденсируется и его расход на забое увеличивается.

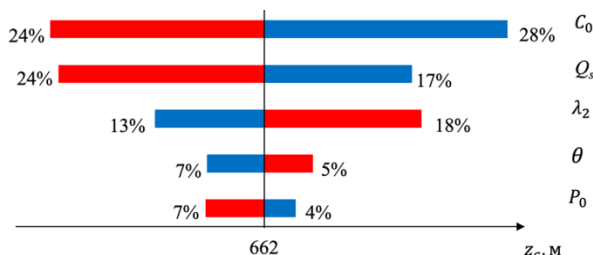


**Рис. 4.** Диаграмма влияния расхода теплоносителя на устье, устьевого давления, начального паросодержания, угла наклона скважины и коэффициента теплопроводности на массовый расход теплоносителя на забое скважины

**Fig. 4.** Diagram of the effect of heat carrier flow rate at the wellhead, wellhead pressure, initial steam quality, well inclination angle and thermal conductivity coefficient on the mass flow of heat carrier at the well bottom-hole

С увеличением угла наклона скважины глубина конденсации пара (глубина, на которой сухость пара равна нулю) уменьшается (рис. 5). Это связано с тем, что с увеличением угла наклона скважины скорость теплоносителя становится медленнее, а значит, у па-

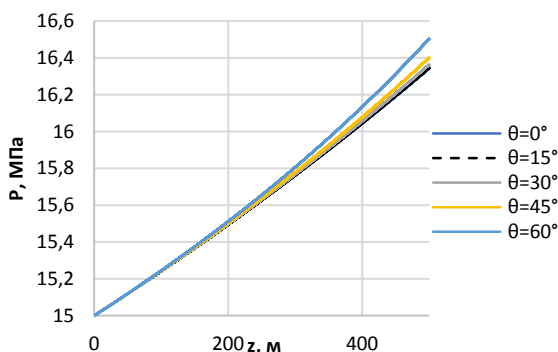
ра при его движении по стволу имеется больше времени, чтобы сконденсироваться, и глубина его конденсации уменьшается. Наибольшее влияние на глубину конденсации оказывают начальное паросодержание, массовый расход пара на устье и коэффициент теплопроводности теплоизоляции. С увеличением сухости пара увеличивается и время, за которое пар сконденсируется, что приводит к увеличению глубины конденсации. С уменьшением коэффициента теплопроводности теплоизоляции уменьшаются и тепловые потери через стенки скважины, пар медленнее остывает и проникает глубже.



**Рис. 5.** Диаграмма влияния начального паросодержания, расхода теплоносителя на устье, коэффициента теплопроводности теплоизоляции, угла наклона скважины и устьевое давления на глубину конденсации пара

**Fig. 5.** Diagram of the effect of the initial steam quality, heat carrier flow at the wellhead, thermal conductivity coefficient of thermal insulation, well inclination angle and wellhead pressure on the depth of steam condensation

Угол наклона скважины практически не влияет на распределение давления в скважине (рис. 6).



**Рис. 6.** Распределение давления  $P$  по глубине пласта  $z$  в зависимости величины угла наклона скважины  $\theta$

**Fig. 6.** Pressure  $P$  distribution over the depth of the formation  $z$  depending on the magnitude of the well inclination angle  $\theta$

#### Верификация модели

Для верификации модели проведено сопоставление результатов расчётов сухости пара с промышленными данными по одному из месторождений в Казахстане. Глубина скважины составляет 313 м, устьевое давление 2 МПа, сухость пара на устье 70 %, устьевая температура 485 К, забойная 484 К, массовый расход пара 0,29 т/ч. Теплоизоляция представляет собой ба-

зальтовую вату с коэффициентом теплопроводности  $\lambda_2=0,035$  Вт/(м·К). Остальные параметры соответствуют данным, приведённым в табл. 1.

По результатам промышленных исследований установлено, что сухость пара на забое составляет 59 %. Расчёт по предлагаемой в статье методике даёт значение сухости пара на забое 60 %, что свидетельствует о верификации модели.

Кроме того, проведено сопоставление результатов расчётов по предлагаемой методике с моделью Мореди, Аюба, Батаи, Мохаммадиана [5] и с моделью Саттера [22], основанной на тепловом балансе и уравнении Раменя для определения распределения температуры по глубине скважины. Массовый расход пара равнялся 0,63 кг/с, температура закачиваемого пара на устье 811 К, сухость пара 100 %, устьевое давление 3,45 МПа, глубина скважины 1400 м, забойная температура 573 К. Коэффициент теплопроводности теплоизоляции  $\lambda_2=0,035$  Вт/(м·К), коэффициент теплопроводности стали  $\lambda_1=\lambda_4=43,3$  Вт/(м·К), внешний радиус теплоизоляции  $r_2=0,055$  м, внутренний радиус обсадной колонны  $r_3=0,08$  м, внешний радиус обсадной колонны  $r_4=0,081$  м, остальные параметры соответствуют данным, приведённым в табл. 1. Из-за неполноты информации о полученных результатах проведено сопоставление глубины, на которой начинается конденсация пара, а сухость становится меньше 100 %. По данным Саттера [22] пар начинает конденсироваться на глубине 914 м, по данным Мореди, Аюба, Батаи, Мохаммадиана их результат отличается по относительной ошибке не более чем на 15 % (однако в работе не приводится, в большую или меньшую сторону). По результатам методики, предлагаемой в статье, получено, что пар начинает конденсироваться на глубине 929 м, что отличается от данных Саттера на 2 %.

#### Заключение

Решена задача о движении теплоносителя (пар-вода) по стволу скважины с учетом угла наклона скважины, потерь тепла через стенки скважины и режимов течения жидкости.

Произведен расчёт паросодержания и расхода теплоносителя вдоль всего ствола наклонной скважины. Проанализировано влияние величины угла наклона скважины на параметры теплоносителя на забое скважины, а именно на сухость пара, расход нагнетаемой пароводяной смеси и глубину конденсации пара.

Показано, что с ростом угла наклона скважины скорость теплоносителя уменьшается, а значит уменьшается и глубина конденсации пара, и массовый расход теплоносителя на забое.

Проведена верификация модели путём сопоставления результатов расчётов с промышленными данными и моделью Мореди, Аюба, Батаи, Мохаммадиана, а также моделью Саттера.

Установлено, что независимо от величины угла наклона скважины режим течения также всегда остается снарядным (пробковым).

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Optimizing the development strategy of combined steam flooding and cyclic steam stimulation for enhanced heavy oil recovery through reservoir proxy modeling / B. Swadesi, S.A. Muraji, A. Kurniawan, I. Widiyaningsih, R. Widiyaningsih, A. Budiarto, B.M. Aslam // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2021. – V. 11. – P. 4415–4427.
2. Белов Ю., Белова А.А., Страхов П.Н. Геологические проблемы освоения залежей углеводородов с трудноизвлекаемыми запасами // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 3. – С. 50–53.
3. Совершенствование технологии пароциклической обработки скважин с площадным применением растворителя / И.С. Закиров, А.Т. Зарипов, Е.Ф. Захарова Д.К. Шайхутдинов, А.А. Бисенова, И.Е. Белошапка // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 9. – С. 102–106.
4. Al Yousef Z., AlDaif H., Al Otaibi M. An overview of steam injection projects in fractured carbonate reservoirs in the Middle East // Journal of Petroleum Science Research. – 2014. – V. 3. – № 3. – P. 101.
5. Calculation of temperature profile in injection wells / B. Moradi, M. Ayoub, M. Bataee, E. Mohammadian // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2020. – V. 10. – P. 687–697.
6. Самарцев А.А. Разработка и применение гидродинамической модели парогенератора, используемой при паротепловых методах добычи нефти // Вестник кибернетики. – 2003. – № 2. – С. 1–9.
7. Гильманов А.Я., Шевелёв А.П., Родионова А.В. Расчет расходных характеристик теплоносителя в стволе скважины с учетом режимов течения // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2022. – Т. 8. – № 4 (32). – С. 21–39.
8. Vigneaux P.G., Catala G.N., Hulin J.P. Oil/water flow structure measurements in inclined pipes // SPE Conference Paper SPE-18217-MS. – SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 1988. – P. 383–392.
9. Гречин Е.Г., Кузнецов В.Г., Щербаков А.В. Определение оптимального местоположения резки бокового ствола наклонно направленной скважины // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 1. – С. 45–49.
10. Moridis G.J., Queiruga A.F., Reagan M.T. Geomechanical stability and overall system behavior of sloping oceanic accumulations of hydrates responding to dissociation stimuli // Offshore Technology Conference Paper OTC-28496-MS. – Offshore Technology Conference. – Asia, Kuala Lumpur, Malaysia, 2018. – P. 1–39.
11. Исследование влияние зенитного угла наклонно направленной скважины на напряженно-деформированное состояние околоскважинного пространства / В.С. Юдаков, Э.М. Деканоидзе, М.Ш. Мухтаров, А.А. Тиличкан // Международный научно-исследовательский журнал. – 2020. – № 8 (98). – С. 157–162.
12. Стрижун С.М., Грачев С.И., Майер С.В. Повышение эффективности применения гидродинамического симулятора «Техсхема» при планировании геолого-технических мероприятий // Территория «Нефтегаз». – 2013. – № 8. – С. 60–62.
13. Садыков А.Ф. Симулятор многофазного потока PIPESIM – полный набор рабочих процессов для моделирования производственных операций // Нефть. Газ. Новации. – 2019. – № 12. – С. 36–40.
14. Intelligent well killing control method driven by coupling multiphase flow simulation and real-time data / Z. Zhang, B. Sun, Z. Wang, S. Pan, W. Lou, D. Sun. // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2022. – V. 213. – № 110337. – P. 1–22.
15. Multiphase flow modeling of gas intrusion in oil-based drilling mud / B. Sun, W. Fu, N. Wang, Z. Wang, Y. Gao // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – V. 174. – P. 1142–1151.
16. You J., Rahnema H. Numerical modeling of multiphase steam flow in wellbore // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – V. 164. – P. 259–277.
17. Sun F., Yao Y., Li X. Numerical simulation of superheated steam flow in dual-tubing wells // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2018. – V. 8. – P. 925–937.
18. Sun F., Yao Y., Li X. The heat and mass transfer characteristics of superheated steam in horizontal wells with toe-point injection technique // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2018. – V. 8. – P. 1295–1302.
19. Мусакаев Н.Г., Бородин С.Л. Расчет термодинамических параметров опускного течения теплоносителя в скважине с учетом протаивания многолетнемерзлых пород // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 3. – С. 135–144.
20. Шулюпин А.Н. Гравитационная неустойчивость газожидкостного потока при освоении геотермальных месторождений // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – № 6. – С. 140–146.
21. Alarifi S.A. Workflow to predict wellhead choke performance during multiphase flow using machine learning // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2022. – V. 214. – № 110563. – P. 1–10.
22. Satter A. Heat losses during flow of steam down a wellbore // Journal of Petroleum Technology. – 1965. – V. 17. – № 8. – P. 845–851.

Поступила: 16.01.2023 г.

Прошла рецензирование: 06.03.2023 г.

#### Информация об авторах

**Гильманов А.Я.**, кандидат физико-математических наук, старший преподаватель кафедры моделирования физических процессов и систем Физико-технического института Тюменского государственного университета.

**Родионова А.В.**, студент кафедры моделирования физических процессов и систем Физико-технического института Тюменского государственного университета.

**Шевелёв А.П.**, кандидат физико-математических наук, доцент, профессор кафедры моделирования физических процессов и систем Физико-технического института Тюменского государственного университета.

UDC 532.5-1/9

## CALCULATION OF THE BOTTOM-HOLE PARAMETERS OF THE HEAT CARRIER DURING ITS MOVEMENT ALONG THE WELLBORE OF A DIRECTIONAL WELL CONSIDERING THE FLOW STRUCTURE

**Alexander Ya. Gilmanov<sup>1</sup>,**  
a.y.gilmanov@utmn.ru

**Anna V. Rodionova<sup>1</sup>,**  
stud0000230197@study.utmn.ru

**Alexander P. Shevelev<sup>1</sup>,**  
a.p.shevelev@utmn.ru

<sup>1</sup> University of Tyumen,  
15a, Perekopskaya street, Tyumen, 625003, Russia.

**The relevance** of the research is caused by the need to involve fields with high viscosity oil in the development, since fields with low and medium viscosity oil are depleted. Oil viscosity directly depends on the temperature, therefore, thermal enhanced oil recovery methods are used to reduce the viscosity. From the point of view of using the heat injected into the formation, the most effective thermal method is the cyclic steam stimulation, i. e. cyclic steam injection into the well. However, when steam moves through the pipe, it condenses, that is why the production at the well bottom-hole are often has high water cut. Accurate calculation of the heat carrier parameters along the entire wellbore will help to avoid this problem.

**The main aim** of the research is to determine the effect of the well inclination angle, steam quality at the wellhead, initial pressure and thermal conductivity of thermal insulation on the heat carrier characteristics in the wellbore, considering flow modes.

**Objects** of the research are deposits with high-viscosity oil.

**Methods:** physical and mathematical modeling of injection of a two-phase (steam-water) heat carrier into the reservoir based on the laws of conservation of mass, momentum and energy, considering the movement of the heat carrier along the wellbore of a directional well, heat loss through the walls of the well and fluid flow modes.

**Results.** The calculation of the steam quality and heat carrier flow rate along the wellbore of a directional well was conducted. The influence of the well inclination angle on the parameters of the heat carrier at the well bottom-hole (steam quality, pressure and wellhead flow rate of the heat carrier) is analyzed. It is determined that the smaller the well inclination angle, the deeper the steam penetrates through the depth of the formation.

### Key words:

High-viscosity oil, thermal enhanced oil recovery methods, cyclic steam stimulation, directional well, mass flow rate of heat carrier, steam condensation depth.

### REFERENCES

1. Swadesi B. Optimizing the development strategy of combined steam flooding and cyclic steam stimulation for enhanced heavy oil recovery through reservoir proxy modeling. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2021, vol. 11, pp. 4415–4427.
2. Belov A.Yu., Belova A.A., Strakhov P.N. Geological aspects of the development of hydrocarbon deposits with hard-to-recover reserves. *Oil Industry Journal*, 2021, no. 3, pp. 50–53. In Rus.
3. Zakirov I.S., Zaripov A.T., Zakharova E.F., Shaikhutdinov D.K., Bisenova A.A., Beloshapka I.E. Improving the technology of huff-and-puff well treatment with areal solvent application. *Oil Industry Journal*, 2019, no. 9, pp. 102–106. In Rus.
4. Al Yousef Z. An overview of steam injection projects in fractured carbonate reservoirs in the Middle East. *Journal of Petroleum Science Research*, 2014, vol. 3, no. 3, pp. 101.
5. Moradi B. Calculation of temperature profile in injection wells. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2020, vol. 10, pp. 687–697.
6. Samartsev A.A. Development and application of steam generator hydrodynamic model used under stream-and-heat methods of oil recovery. *Proceeding in Cybernetics*, 2003, no. 2, pp. 1–9. In Rus.
7. Gilmanov A.Ya., Shevelev A.P., Rodionova A.V. Calculation of the flow characteristics of the heat carrier in the well considering the flow modes. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 2022, vol. 8, no. 4 (32), pp. 21–39. In Rus.
8. Vigneaux P.G., Catala G.N., Hulin J.P. Oil/water flow structure measurements in inclined pipes. *SPE Conference Paper SPE-18217-MS. SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 1988. pp. 383–392.
9. Grechin E.G., Kuznetsov V.G., Sherbakov A.V. Determining the optimal location for sidetrack kickoff for inclined well. *Oil Industry Journal*, 2022, no. 1, pp. 45–49. In Rus.
10. Moridis G.J., Queiruga A.F., Reagan M.T. Geomechanical stability and overall system behavior of sloping oceanic accumulations of hydrates responding to dissociation stimuli. *Offshore Technology Conference Paper OTC-28496-MS. Asia, Kuala Lumpur, Malaysia*, 2018. pp. 1–39.
11. Yudakov V.S., Dekanoidze E.M., Mukhtarov M.Sh., Tilichkan A.A. Research of the influence of the zenith angle of an inclined directional well on the stress-deformed state of the bird space. *International research journal*, 2020, no. 8 (98), pp. 157–162. In Rus.
12. Strikun S.M., Grachev S.I., Mayer S.V. Increasing efficiency of hydrodynamic simulator «Tecscheme» application for planning of geological-technical activities. *Oil and gas territory*, 2013, no. 8, pp. 60–62. In Rus.
13. Sadykov A.F. PIPESIM Multi-phase flow simulator – complete set of operation processes to simulate industrial operations. *Neft. Gas. Novacii*, 2019, no. 12, pp. 36–40. In Rus.
14. Zhang Z., Sun B., Wang Z., Pan S., Lou W., Sun D. Intelligent well killing control method driven by coupling multiphase flow simulation and real-time data. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, vol. 213, no. 110337, pp. 1–22.
15. Sun B., Fu W., Wang N., Wang Z., Gao Y. Multiphase flow modeling of gas intrusion in oil-based drilling mud. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 174, pp. 1142–1151.

16. You J., Rahnama H. Numerical modeling of multiphase steam flow in wellbore. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, vol. 164, pp. 259–277.
17. Sun F. Numerical simulation of superheated steam flow in dual-tubing. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2018, vol. 8, pp. 925–937.
18. Sun F. The heat and mass transfer characteristics of superheated steam in horizontal wells with toe-point injection technique. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2018, vol. 8, pp. 1295–1302.
19. Musakaev N.G., Borodin S.L. Calculation of thermodynamic parameters of the heat transfer agent downward flow in a well, taking into account permafrost melting. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 331, no. 3, pp. 135–144. In Rus.
20. Shulyupin A.N. Gravitational instability of gas-liquid development of geothermal fields. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2022, vol. 333, no. 6, pp. 120–146. In Rus.
21. Alarifi S.A. Workflow to predict wellhead choke performance during multiphase flow using machine learning. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, vol. 214, no 110563, pp. 1–10.
22. Satter A. Heat losses during flow of steam down a wellbore. *Journal of Petroleum Technology*, 1965, vol. 17, no. 8, pp. 845–851.

*Received: 16 January 2023.*

*Reviewed: 6 March 2023.*

#### **Information about the authors**

**Alexander Ya. Gilmanov**, Cand. Sc., senior lecturer, University of Tyumen.

**Anna V. Rodionova**, student, University of Tyumen.

**Alexander P. Shevelev**, Cand. Sc., associate professor, professor, University of Tyumen.