

© Л.Н. СОКОЛЮК, Л.Н. ФИЛИМОНОВА

orlubov@mail.ru, filimonovaln@mail.ru

УДК 532.546, 622.276

**ПРИМЕНЕНИЕ АНАЛИТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ  
ОПТИМАЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ  
ПРИ ПАРОЦИКЛИЧЕСКОМ ВОЗДЕЙСТВИИ НА ЗАЛЕЖИ  
ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ**

*АННОТАЦИЯ.* Высоковязкая нефть по запасам оценивается на уровне с традиционными нефтяными залежами. Коммерчески успешными среди многих процессов повышения нефтеотдачи при добыче высоковязких нефтей является применение пара. Новые перспективные технологии, такие как пароциклическая обработка (ПЦО) скважин, дают возможность эксплуатировать с большей нефтеотдачей пласты высоковязких нефтей. Рекомендации к применению ПЦО скважин даются на основании геологических характеристик залегания высоковязкой нефти, динамического состояния и мощностей закачки пара. Разработана аналитическая модель ПЦО вертикальной скважины, в которой на основе анализа каждого из факторов были установлены параметры, определяющие результат дополнительной добычи нефти. На основе комплексных методов оценки вычислены безразмерные переменные для каждого фактора, описывающие технологические параметры ПЦО скважин. Результаты расчетов показывают, что чем выше значение параметров, тем выше добыча нефти для каждой скважины. На основе аналитической модели закачки пара в вертикальную скважину выполнена оценка оптимальных времен закачки, пропитки и добычи для пароциклической обработки призабойной зоны скважины с использованием чистого дисконтированного дохода (ЧДД).

*SUMMARY.* Estimated heavy oil reserves approximately conform to such of conventional oil. Amongst the multitude of EOR processes for heavy oil production the use of steam is commercially successful. Promising new technologies such as cyclic steam soaking (CSS) make it possible to gain higher oil recovery factor in heavy oil fields exploiting. CSS usage recommendations are based on the geological characteristics of heavy oil occurrence, and the dynamic state of the steam injection power. An analytical model of CSS for vertical wells has been developed and key model parameters influencing additional oil production results have been discovered. On the basis of integrated assessment methods for each factor dimensionless variables of the process parameters of CSS are calculated. The results show that the higher parameter's value the higher oil production for each well. Using the analytical model of CSS and net present value (NPV) characteristic, optimal time of injection, soaking and production has been estimated.

*КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА.* Пароциклическая обработка, добыча нефти, нефтяной пласт, высоковязкая нефть

*KEY WORDS.* Cyclic steam processing (injection), oil production, oil layer, high viscosity, oil reservoir.

До недавнего времени многие запасы высоковязких нефтей считались непригодными для разработки с экономической точки зрения. Повышение цен на нефть и истощение запасов традиционной нефти привели к тому, что вновь появился интерес к разработке залежей тяжелой нефти, который повлек за собой внедрение многих методов по увеличению нефтеотдачи пластов. Самыми эффективными методами являются тепловые. При тепловом воздействии снижается вязкость нефти, что приводит к увеличению ее подвижности. Однако такие методы требуют значительных энергозатрат, что ставит под вопрос рентабельность их применения. Поэтому перед рекомендацией технологического процесса по увеличению нефтеотдачи пласта проводят тщательные расчеты, подтверждающие экономическую выгоду [1-2]. Для этого применяют различные модели: численные, аналитические, феноменологические, статистические [3-5]. Одним из наиболее используемых методов увеличения нефтеотдачи пластов является пароциклическая обработка (ПЦО).

В данной работе разработана аналитическая модель, описывающая ПЦО призабойной зоны вертикальной скважины, которая позволяет рассчитывать технологические параметры и экономическую эффективность процесса, используя чистый дисконтированный доход (ЧДД) [6]. В работе показано, что скорость расчета параметров ПЦО на основе предлагаемой аналитической модели значительно выше, чем численно на гидродинамических симуляторах, таких как Tempest MORE, Eclipse, CMG STARS, потому что аналитическое решение позволяет автоматизировать расчет времени конденсации пара и времени добычи жидкости.

Отличительной особенностью данной модели от предложенных ранее [3,5,7-9] является то, что появляется возможность расчета температуры и радиуса прогретой зоны на момент начала добычи нефти при произвольном времени паротепловой пропитки.

В данной модели закачка пара осуществляется в вертикальную скважину, вскрывающую однородный пласт толщиной  $h$ , пористостью  $m$ , проницаемостью  $k$ , насыщенный нефтью с вязкостью  $\mu$ . Капиллярными и гравитационными силами пренебрегается.

Технология паротепловой обработки скважины состоит из 3 этапов. На первом этапе, за определенный промежуток времени с определенным темпом закачки, происходит нагнетание пара в скважину, в результате которого вокруг скважины образуется прогретая зона. В течение второго этапа происходит полная конденсация пара и «всасывание» нефти из «холодной» области пласта в прогретую зону. На третьем этапе, за счет термической обработки пласта при отборе флюида, дебит скважины увеличивается. Время отбора флюида будет обусловлено падением дебита до первоначального уровня, близкого к значению дебита без ПЦО [9].

Уравнение теплового баланса при закачке пара на первом этапе ПЦО будет иметь следующий вид:

$$((1 - m)c_r\rho_r + mc_g\rho_g)h\Delta T\pi \frac{d(r^2 - r_w^2)}{dt} = H - \alpha\Delta T\pi(r^2 - r_w^2), \quad (1)$$

где  $\Delta T = T_s - T_0$  — разность температуры пара и пластовой температуры (К);  $H = q_n\rho_g(c_w\Delta T + l)$  — темп закачки тепла в пласт (кДж/сут);  $q_n$  — закачка

теплоносителя ( $\text{м}^3/\text{сут}$ );  $\rho_g$  — плотность пара ( $\text{кг}/\text{м}^3$ );  $\rho_r$  — плотность породы ( $\text{кг}/\text{м}^3$ );  $C_g$  — удельная теплоемкость пара ( $\text{кДж}/\text{кг}\cdot\text{К}$ );  $C_r$  — удельная теплоемкость породы ( $\text{кДж}/\text{кг}\cdot\text{К}$ );  $l$  — скрытая теплота парообразования ( $\text{кДж}/\text{кг}$ );  $a$  — коэффициент теплоотдачи ( $\text{кДж}/(\text{м}_2\cdot\text{сут}\cdot\text{К})$ );  $h$  — толщина пласта ( $\text{м}$ );  $r_w$  — радиус скважины ( $\text{м}$ ).

Из уравнения (1) определяется радиус паровой зоны на первом этапе ПЦО:

$$r_s^2 = r_w^2 + \frac{H}{\alpha\Delta T\pi} \left(1 - e^{-\frac{\alpha t}{\sigma mh}}\right). \quad (2)$$

На втором этапе ПЦО при конденсации пара, фронт движется к скважине, радиус фронта конденсации изменяется от  $r_k$  до  $r_w$ . Время, когда фронт конденсации дошел до скважины обозначим  $t_2^*$ .

Температура пласта, после того как фронт конденсации дойдет до скважины, определяется из уравнения:

$$R_r h \pi (r_s^2 - r_w^2) \frac{d(T - T_0)}{dt} = -\alpha \pi (r_s^2 - r_w^2) (T - T_0), \quad (3)$$

где  $R_r = (1 - m)\rho_r C_r + m\rho_o C_o$  — эффективный коэффициент теплосодержания насыщенной пористой породы ( $\text{кДж}/\text{м}^3\cdot\text{К}$ ).

Решение уравнения (3) с начальным условием  $T(0) = T_s$  имеет вид:

$$T = T_0 + (T_s - T_0) e^{-\frac{\alpha}{R_r h} t}, \quad (4)$$

при  $t > t_2^*$ .

Дифференциальное уравнение для определения фронта конденсации имеет вид [9]:

$$\frac{dr_s}{dt} = -\frac{\alpha\Delta T}{l\rho_n mh\bar{\chi}} r_s, \quad (5)$$

где  $m$  — пористость,  $\bar{\chi}$  — осредненное по объему значение сухости пара,  $\rho_n$  — плотность нефти ( $\text{кг}/\text{м}^3$ ).

На втором этапе ПЦО определим радиус фронта конденсации  $r_k$ , решая уравнение (5) с начальным условием  $r_s(0) = r_k$ :

$$r_k = r_s e^{-\frac{\alpha\Delta T}{l\rho_n mh\bar{\chi}} t}. \quad (6)$$

В процессе паротепловой пропитки зона нагретой нефти занимает область ( $r_k \leq r \leq r_*$ ). Когда пропитка приостановлена раньше, чем фронт конденсации дошел до скважины ( $r_k < r_w$ ), внутренний радиус зоны нагретой нефти, то есть  $r_k$  и внешний радиус зоны с нагретой нефтью  $r_*$  определяются из следующего балансового теплового соотношения:

$$R_t h \Delta T \pi (r_s^2 - r_*^2) = R_o h \Delta T \pi (r_*^2 - r_k^2), \quad (7)$$

где  $R_o = m\rho_o C_o$  — коэффициент теплосодержания нефти ( $\text{кДж}/\text{м}^3\cdot\text{К}$ ),  $R_t = (1 - m)\rho_r C_r$  — эффективный коэффициент теплосодержания породы ( $\text{кДж}/\text{м}^3\cdot\text{К}$ ).

Из (7) получим:

$$r_*^2 = \frac{R_t r_s^2 + R_o r_k^2}{R_t + R_o}. \quad (8)$$

Примем допущение, что на момент начала добычи нефти внутренний радиус зоны нагретой нефти мгновенно становится равным  $r_w$ , а внешний —  $r_{**}$ . Тогда внешний радиус этой зоны, с учетом равенства площадей зон прогретой нефти в момент окончания паротепловой пропитки и начала добычи нефти, определяется из следующего соотношения:

$$\begin{aligned} (r_*^2 - r_k^2) &= (r_{**}^2 - r_w^2), \\ r_w^2 &\leq r_k^2 \leq r_s^2 \end{aligned} \quad (9)$$

Отсюда:

$$r_{**}^2 = r_w^2 + (r_*^2 - r_k^2) = r_*^2 - (r_k^2 - r_w^2), \quad (10)$$

или

$$r_{**}^2 = \frac{R_t r_s^2 + R_o r_k^2}{R_t + R_o} - (r_k^2 - r_w^2) < r_*^2. \quad (11)$$

При достижении фронтом конденсации скважины, время паротепловой пропитки определяется по формуле:

$$t_2^* = \frac{l_g \rho_n m h \bar{\chi}}{\alpha \Delta T} \ln \left( \frac{1}{r_s} - \frac{1}{r_c} \right). \quad (12)$$

На третьем этапе ПЦО при добыче нефти, радиус зоны, заполненной горячей нефтью, образовавшейся после притока нефти к скважине за период пропитки, от времени определяется по формуле:

$$r_{**}(t) = \sqrt{r_{**}^2 - \frac{Q(r_{**}) R_o t}{\pi h m R_r}}. \quad (13)$$

Поскольку вязкость фильтрующейся жидкости зависит от температуры, то в зонах с различной температурой ее значения также будут различными. Расход жидкости в скважину можно определить по формуле Дюпюи, с учетом зональной температурной неоднородности [7]:

$$Q(r_{**}) = 2\pi k h \Delta p \left( \frac{1}{\mu_T \ln \left( \frac{r_{**}}{r_w} \right) + \mu \ln \left( \frac{r_c}{r_{**}} \right)} \right), \quad (14)$$

где  $\mu_T$  — вязкость нефти в призабойной зоне, нагретой до температуры  $T$ , где  $T$  определяется из (4);  $r_c$  — радиус контура питания скважины;  $\Delta p$  — разность давлений на контуре питания и на забое скважины.

На третьем этапе, когда происходит добыча нефти, прогретая область уменьшается и радиус зоны, заполненной горячей нефтью, доходит до момента времени  $t_3$ . Выражение для определения времени добычи нефти имеет вид:

$$t_3 = \frac{\pi h m R_r}{Q(r_w) R_o} (r_{**}^2 - r_w^2), \quad Q(r_w) = 2\pi k h \Delta p \frac{1}{\mu \ln \left( \frac{r_c}{r_w} \right)}. \quad (15)$$

Таким образом, в результате исследования предложенной аналитической модели выполнена оценка оптимальных времен для ПЦО вертикальной скважины: время закачки, учитывающее изменение концентрации пара в теплоносителе аналогично работе [10], изменение температуры в зоне горячего конденсата аналогично работе [8]. Это позволяет определить значение накопленного дебита нефти за один цикл ПЦО скважины и найти оптимальные времена закачки пара, пропитки (выдержки) и добычи.

Исследование проводилось при следующих исходных данных: толщина пласта — 20 м, пористость — 0,34, проницаемость — 1000мД, температура — 304К. Пласт был насыщен нефтью с вязкостью 307 мПа·с и плотностью 920 кг/м<sup>3</sup>; плотность минералов — 2500 кг/м<sup>3</sup>, скрытая теплота парообразования — 1025 кДж/кг. Закачиваемым агентом являлся пар с сухостью 0,746 и температурой 613К. Период одного цикла ПЦО составлял 108 сут. Время закачки варьировалось от 0 до 60 сут, время пропитки от 0 до 14 сут.

На рис.1 представлены изолинии максимальных значений ЧДД от времени закачки и времени пропитки пара и кривая зависимости времени пропитки от времени закачки при достижении фронтом конденсации пара скважины.

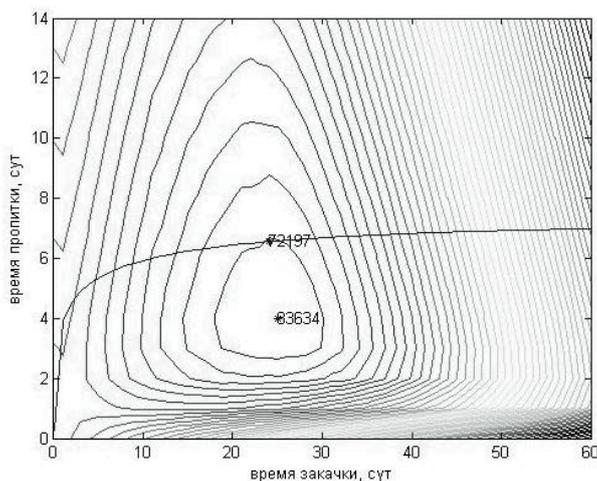


Рис. 1. Значения ЧДД при варьировании времени закачки пара и времени пропитки пара и кривая зависимости времени пропитки от времени закачки при условии, что фронт конденсации дошел до скважины

На рис. 1 показано, что при варьировании времени закачки и пропитки максимальное значение ЧДД, равное 83634 руб., достигается при времени закачки 25 сут., времени пропитки 4 сут. и времени добычи 79 сут. Также на рис. 1 приведено значение максимального ЧДД — 72197 руб. в случае, когда фронт конденсации пара дошел до скважины при времени закачки пара 24 сут., времени пропитки 6,5 сут. и времени добычи 77,5 сут.

В предыдущей статье [11] определялись оптимальные времена закачки, пропитки и добычи, когда время пропитки зависело от времени закачки и максимум ЧДД находился на кривой (рис. 1). В данном исследовании время закачки и пропитки — варьируемые параметры. Это позволяет определять оптимальные параметры с более высоким значением ЧДД.

Предложенная в настоящей работе математическая модель процесса пароциклического воздействия на призабойную зону вертикальной скважины дает возможность оценить его рентабельность на месторождении высоковязкой нефти.

Предложена оценка оптимальных времен пропитки и добычи для ПЦО скважины. В результате исследования можно определить максимальное значение ЧДД за один цикл ПЦО скважины и найти оптимальные времена закачки пара, пропитки и добычи. Данная модель позволяет варьировать время пропитки, учитывая оставшееся тепло в пласте, при условии не достижения фронтом конденсации скважины. Также модель учитывает остывание пласта, когда пропитка еще не закончена, а фронт конденсации дошел до скважины.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Искрицкая Н.И. Экономическая эффективность инноваций ВНИГРИ при освоении месторождений высоковязких нефтей и природных битумов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2006.
2. 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.
3. Петров Н.А. Обоснование оптимальных параметров термического воздействия на залежи высоковязких нефтей. Дисс. ... канд.техн.наук. Ухта, 2009.
4. Kovcek, A.R., Castanier, L.M. Heavy and Thermal Oil Recovery Production Mechanisms. Standford, 2003.
5. Liu Huiqing, Zhang Hongling and Wang Peixi. Interpretation of temperature profiles during soak period in steam simulated wells // *Petroleum science* Vol. 4 No.4, 2007.
6. Урсегов С.О. Обоснование оптимальных параметров термических технологий разработки крупных месторождений высоковязких нефтей тимано-печорской нефтегазоносной провинции. Дисс. ... канд.техн.наук. Ухта, 2007.
7. Шевелев А.П. Математическое моделирование циклического теплового воздействия на нефтяные пласты: Дисс. ... канд.физ.-мат.наук. Тюмень, 2005.
8. Чупров И.Ф. Теоретические и технологические основы теплового воздействия на залежи аномально вязких нефтей и битумов: Дисс. ... д-ра.техн.наук. Ухта, 2009.
9. Aziz, Kh., Gontijo, J.E. A Simple Analytical Model for Simulating Heavy oil Recovery by Cyclic Steam in Pressure-Depleted Reservoirs // *paper SPE 13037 presented at the 59th Annual Technical Conference and Exhibition*. Houston. (September 16-19, 1984).
10. Малофеев Г.Е. О механизме притока нефти при паротепловой обработке скважин // Нефтяное хозяйство. 1986. №6. С. 38-40.
11. Соколюк Л.Н., Филимонова Л.Н. Вычисление оптимальных технологических параметров при пароциклическом воздействии на пласт // Нефть и газ. 2013. №3. С. 61-66.

#### REFERENCES

1. Iskrickaja, N.I. VNIGRI innovational economic efficiency in heavy oils and natural bitumen field development. *Neftegazovaja geologija. Teorija i praktika — Oil and gas geology. Theory and practice*. 2006. (in Russian).
2. Kudinov, V.I., Savel'ev, V.A., Golovina, T.I. Economic efficiency in thermal methods of oil recovery in «Udmurtneft» oil fields. «*Geologija nefti i gaza*» — «*Oil and gas geology*». 1998. № 5. (in Russian).
3. Petrov, N.A. *Obosnovanie optimal'nyh parametrov termicheskogo vozdejstvija na zalezhi vysokovjazkih neftej* (diss. kand.) [Grounds for optimum parameters of heat impact on heavy oil reservoirs (Cand. Diss.)]. Uhta, 2009. (in Russian).

4. Kovcek, A.R., Castanier, L.M.. Heavy and Thermal Oil Recovery Production Mechanisms. Stanford, 2003.
5. Liu Huiqing, Zhang Hongling and Wang Peixi. Interpretation of temperature profiles during soak period in steam simulated wells. *Petroleum science*. 2007. Vol. 4. №. 4.
6. Ursegov, S.O. *Obosnovanie optimal'nyh parametrov termicheskikh tehnologij razrabotki krupnyh mestorozhdenij vysokovjazkih neftej timano-pechorskoj neftegazonosnoj provincii* (diss. kand.) [Grounds for optimum parameters of thermal methods in large heavy oil fields development in the Timan and Pechora oil and gas region (Cand. Diss.)]. Ukhta, 2007. (in Russian).
7. Shevelev, A.P. *Matematicheskoe modelirovanie ciklicheskogo teplovogo vozdeystviya na neftijanye plasty* (diss. kand.) [Mathematical simulation for cyclic heat impact on oil reservoirs (Cand. Diss.)]. Tyumen, 2005. (in Russian).
8. Chuprov, I.F. *Teoreticheskie i tehnologicheskie osnovy teplovogo vozdeystviya na zalezhi anomal'no vjazkih neftej i bitumov* (diss. doc.) [Theoretical and technological fundamentals for heat impact on extra heavy oils and bitumen reservoirs (Doc. Diss.)]. Ukhna, 2009. (in Russian).
9. Aziz, Kh., Gontijo, J.E. A Simple Analytical Model for Simulating Heavy oil Recovery by Cyclic Steam in Pressure-Depleted Reservoirs. // *paper SPE 13037 presented at the 59th Annual Technical Conference and Exhibition*. Houston. (September 16-19, 1984).
10. Malofeev, G.E. On oil influx mechanism in steam and heat impact on wells. *Neftjanoe hozjajstvo — Oil Industry*. 1986. № 6. Pp. 38-40. (in Russian).
11. Sokoljuk, L.N., Filimonova, L.N. Calculation of optimum technical parameters in cyclic steam impact on reservoirs. *Neft' i gaz — Oil and Gas*. Tyumen, 2013. № 3. Pp. 61-66. (in Russian).