

УДК 622.245.42

**ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ СОСТОЯНИЯ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ  
ЗА ОБСАДНОЙ КОЛОННОЙ НА ТЕМПЕРАТУРУ ПРОДУКЦИИ  
ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ**

**ASSESSMENT OF INFLUENCE OF CEMENT CASING CONDITION  
ON THE TEMPERATURE OF PRODUCTS OF EXTRACTION WELL**

**В. Ю. Никулин, Ю. В. Зейгман**

V. Yu. Nikulin, Yu. V. Zeigman

*Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа*

*Ключевые слова: температура; добывающая скважина; потери тепла; цементный камень*

*Key words: temperature; extraction well; loss of heat; cement stone*

Температурный режим нефтяных скважин зависит от многих факторов и никогда не является постоянным во времени. Температура как один из основных параметров, наряду с давлением, физико-химическими свойствами флюидов и др., определяет термодинамическое состояние газожидкостной системы в скважине и пласте. Охлаждение потока зависит в основном от двух факторов: разгазирования

нефти, в связи с уменьшением давления по стволу скважины, и передачи потоком первоначального пластового тепла окружающим вышележащим более холодным породам. Возникает необходимость изучения влияния конструктивных особенностей скважины на интенсивность теплообмена газонефтяного потока с окружающими пластами.

Основное отличие скважин с нарушениями контакта цементного камня с обсадной колонной от скважин типовых конструкций заключается в том, что за колонной в местах плохого контакта чаще всего находится пластовая вода, обладающая более высокими теплопроводящими свойствами.

Физическая сущность процесса теплоотдачи от нагретой нефти через стенки труб и жидкостные прослойки в грунт очень сложная и определяется явлениями теплопроводности, конвекции и теплового излучения, многообразие которых учесть не представляется возможным. В связи с этим для оценки влияния конструктивных особенностей скважины на процесс теплоотдачи в основном будем пользоваться определением изменения устьевых температур типовых конструкций скважин и скважин с плохим контактом с цементным камнем при прочих равных условиях.

Поскольку пространство между областью течения флюидов и стенками ствола скважины обладает большой теплопроводностью и характеризуется относительно малым радиальным расстоянием, процесс теплообмена в этой области можно считать равновесным. То есть все тепло, которое теряют флюиды, мгновенно передается стенкам скважины и окружающим горным породам.

Теплообмен внутри трубы или затрубного пространства, заполненного флюидами, возникает в результате конвекции. Теплообмен, происходящий через стенки обсадной и стволовой труб, а также через пространство, заполненное цементом, обеспечивается главным образом проводимостью (теплопроводностью).

Выражение для разницы температуры флюида и неизменной геотермальной температуры окружающих горных пород [1] выглядит следующим образом:

$$T_f - T_c = \frac{q}{2\pi\Delta L} \left[ \frac{1}{r_{ti}h_f} + \frac{\ln\left(\frac{r_{t0}}{r_{ti}}\right)}{\lambda_t} + \frac{1}{r_{ci}h_{an}} + \frac{\ln\left(\frac{r_{c0}}{r_{ci}}\right)}{\lambda_c} + \frac{\ln\left(\frac{r_{\omega}}{r_{c0}}\right)}{\lambda_{cem}} + \frac{f(t)}{\lambda_e} \right], \quad (1)$$

где  $r_{ti}$  — внутренний радиус НКТ, м;  $r_{t0}$  — наружный радиус НКТ, м;  $r_{ci}$  — внутренний радиус обсадной колонны, м;  $r_{c0}$  — наружный радиус обсадной колонны, м;  $r_{\omega}$  — радиус цементного кольца (радиус скважины по долоту), м.

Применяя закон Ньютона для процесса охлаждения, приходим к простому уравнению, описывающему общие потери тепла для флюидов,

$$q = 2\pi r_{t0} \Delta L U \Delta T, \quad (2)$$

где  $r_{t0}U = K$  — коэффициент теплопередачи,  $\frac{\text{Вт}}{\text{м}\cdot\text{К}}$ ;  $\Delta L$  — интервал, на котором определяются теплотери, м;  $\Delta T$  — разница температур между флюидом и горной породой.

Расчеты ведутся на примере типовой скважины одного из северных месторождений с глубиной залегания пласта 4 300 м, спуск насосно-компрессорных труб (НКТ) — 3 338 м, динамический уровень — 2 660 м, для двух случаев — при эксплуатации установки электроцентробежного насоса (УЭЦН) и фонтанным способом. Среди основных отличий при оценке влияния конструкции на тепловые эффекты в скважинах можно отметить в первую очередь подогрев скважинной продукции погружным электродвигателем и насосом, а также отличие динамического уровня для случая эксплуатации фонтанным способом и установками центробежных насосов.

Исходные данные по свойствам флюидов и пород для дальнейших расчетов приведены в таблице 1.

Таблица 1

*Тепловые характеристики пластовых флюидов, материалов и пород, используемые в расчетах [1, 2]*

| Параметр   | Обозначение     | Единица измерения | Значение |
|--|-----------------|-------------------|----------|
| Теплоемкость нефти (по формуле Мустафаева, при плотности 834 кг/м <sup>3</sup> ) | $c_n$           | Дж/кг·К           | 1 994    |
| Теплоемкость пластовой воды  | $c_v$           | Дж/кг·К           | 4 380    |
| Коэффициент теплопроводности стали   | $\lambda_{ст}$  | Вт/м·К            | 45,4     |
| Коэффициент теплопроводности нефти (с долей парафина 8 % масс)                   | $\lambda_n$     | Вт/м·К            | 0,12394  |
| Коэффициент теплопроводности пластовой воды                                      | $\lambda_v$     | Вт/м·К            | 0,465    |
| Коэффициент теплопроводности газа  | $\lambda_r$     | Вт/м·К            | 0,02581  |
| Коэффициент теплопроводности цемента   | $\lambda_{цем}$ | Вт/м·К            | 1,9      |
| Коэффициент теплопроводности пород   | $\lambda_{пор}$ | Вт/м·К            | 1,84130  |
| Коэффициент температуропроводности горных пород                                  | $\alpha_{пор}$  | м <sup>2</sup> /ч | 0,003851 |

Пересчитываются коэффициенты теплопроводности флюидов с учетом конвекции. Результаты внесены в таблицу 2. Теплоемкость продукции рассчитываем по формуле Тареева [2].

Таблица 2

*Коэффициенты теплопроводности флюидов с учетом конвекции*

| Параметр с учетом конвекции        | Обозначение       | Единица измерения | Значение |
|------------------------------------|-------------------|-------------------|----------|
| Коэффициент теплопроводности нефти | $\lambda_{н.кон}$ | Вт/м·К            | 0,99155  |
| Коэффициент теплопроводности газа  | $\lambda_{г.кон}$ | Вт/м·К            | 0,03872  |
| Коэффициент теплопроводности воды  | $\lambda_{в.кон}$ | Вт/м·К            | 46,5     |

Для определения коэффициента теплопередачи разделим ствол скважины на три интервала: I— от забоя  $H_{вд}$  до глубины спуска насоса  $H_{сп}$ , II— от насоса  $H_{сп}$  до динамического уровня  $H_{дин}$ , III— от динамического уровня  $H_{дин}$  до устья.

I. Интервал от забоя  $H_{вд}$  до глубины спуска насоса  $H_{сп}$ . На этом участке течение флюида идет в обсадной колонне, и расчет коэффициента теплопередачи упрощен в связи с отсутствием затрубного пространства

$$(r_{t0}U)_I = \left[ \frac{1}{r_{ок}^{BH} h_f} + \frac{\ln\left(\frac{r_{ок}^{нар}}{r_{ок}^{BH}}\right)}{\lambda_c} + \frac{\ln\left(\frac{r_{скв}}{r_{ок}^{нар}}\right)}{\lambda_{cem}} + \frac{f(t)}{\lambda_e} \right]^{-1} \quad (3)$$

Для учета нарушения сплошности контакта обсадной колонны с цементным камнем введем коэффициент  $\delta$ , доли ед., равный доле сплошного контакта цемента с колонной по всей длине скважины. В случае нарушения контакта предполагается, что в заколонном пространстве находится пластовая вода, то есть вместо  $\lambda_{cem}$  необходимо использовать  $\lambda_v$ . Тогда коэффициент теплопередачи считается по формуле

$$(r_{t0}U)_I = \delta(r_{t0}U)_I^{cem} + (1 - \delta)(r_{t0}U)_I^v. \quad (4)$$

II. Интервал от глубины спуска насоса  $H_{сп}$  до динамического уровня  $H_{дин}$ . На этом участке течение флюида идет в колонне НКТ, и предполагается, что в затрубном пространстве находится чистая нефть

$$(r_{t0}U)_{II} = \left[ \frac{1}{r_{НКТ}^{вн} h_f} + \frac{\ln\left(\frac{r_{НКТ}^{нар}}{r_{НКТ}^{вн}}\right)}{\lambda_t} + \frac{\ln\left(\frac{r_{ок}^{вн}}{r_{НКТ}^{нар}}\right)}{\lambda_{oil}} + \frac{\ln\left(\frac{r_{ок}^{нар}}{r_{ок}^{вн}}\right)}{\lambda_c} + \frac{\ln\left(\frac{r_{скв}}{r_{ок}^{нар}}\right)}{\lambda_{cem}} + \frac{f(t)}{\lambda_e} \right]^{-1}. \quad (5)$$

III. Интервал от динамического уровня  $H_{дин}$  до устья. На этом участке течение флюида идет в колонне НКТ, в затрубном пространстве находится газ

$$(r_{t0}U)_{III} = \left[ \frac{1}{r_{НКТ}^{вн} h_f} + \frac{\ln\left(\frac{r_{НКТ}^{нар}}{r_{НКТ}^{вн}}\right)}{\lambda_t} + \frac{\ln\left(\frac{r_{ок}^{вн}}{r_{НКТ}^{нар}}\right)}{\lambda_r} + \frac{\ln\left(\frac{r_{ок}^{нар}}{r_{ок}^{вн}}\right)}{\lambda_c} + \frac{\ln\left(\frac{r_{скв}}{r_{ок}^{нар}}\right)}{\lambda_{cem}} + \frac{f(t)}{\lambda_e} \right]^{-1}. \quad (6)$$

Средневзвешенный коэффициент теплопередачи для скважины рассчитывается по формуле

$$r_{t0}U = \frac{(r_{t0}U)_I(H_{вд} - H_{сп}) + (r_{t0}U)_{II}(H_{сп} - H_{дин}) + (r_{t0}U)_{III}H_{дин}}{H_{вд}}. \quad (7)$$

Расчет общих потерь тепла проводим в программе Microsoft Excel по интервалам и суммируем для всего ствола скважины. Распределение температуры по стволу скважины рассчитывается по известным методикам.

Изменяя в исходных параметрах  $\delta$ , можно оценить разницу в теплотерях при условии полного отсутствия контакта либо с цельным сплошным контактом.

Далее с помощью полученных значений потерь тепла при добыче нефти оценивается разница в устьевых температурах при разных значениях сплошности контакта цементного камня по формуле

$$\Delta T = \frac{\Delta q}{c_{ж} Q_{ж} \rho}. \quad (8)$$

У полученного значения изменения температуры  $\Delta T$  есть практическое применение. Так, применение всех известных методик расчета температуры предполагает, что скважина не имеет нарушений в своей конструкции. А рассчитанное изменение температуры  $\Delta T$  может характеризовать максимально допустимый разбег расчетных показателей устьевой температуры относительно фактически замеренной на данной скважине при заданном режиме ее работы, вызванный нарушениями в конструкции крепления обсадной колонны. Другими словами, рассчитанная температура может быть выше замеренной на конкретной скважине не более чем на величину  $\Delta T$  для текущего режима работы.

Спрогнозируем диапазон изменения температуры продукции на устье типовой скважины при разных обводненностях и дебитах при прочих равных условиях. Изменяя значение обводненности от 0 до 100 %, а производительность по жидкости от 10 до 200 м<sup>3</sup>/сут, рассчитаем потери тепла для разных конструкций заколонного пространства — сплошной и отсутствующий контакт колонны с цементным камнем — и определим изменение температуры (рис. 1 — для скважин с УЭЦН, рис. 3 — для фонтанных скважин).

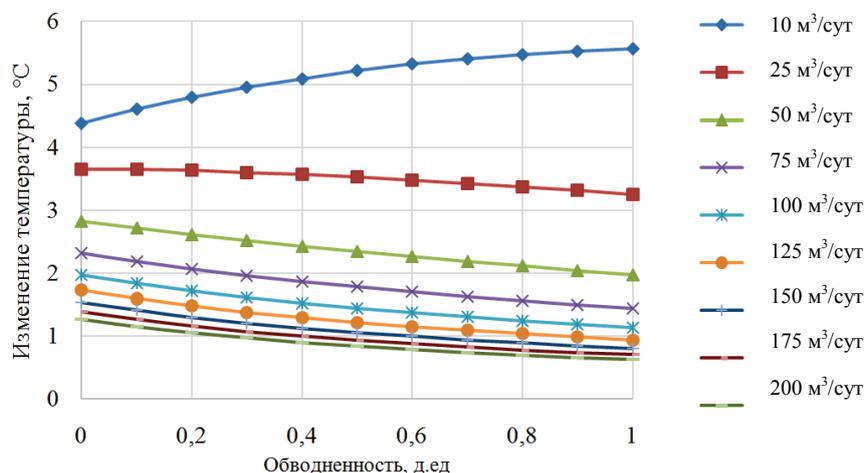


Рис. 1. Результаты расчетов для скважины с УЭЦН

На рисунках 2 и 4 изображено изменение температуры для обводненности 50 %. Наибольшее влияние состояния цементного камня на изменение температуры наблюдается при дебитах менее 50 м<sup>3</sup>/сут.

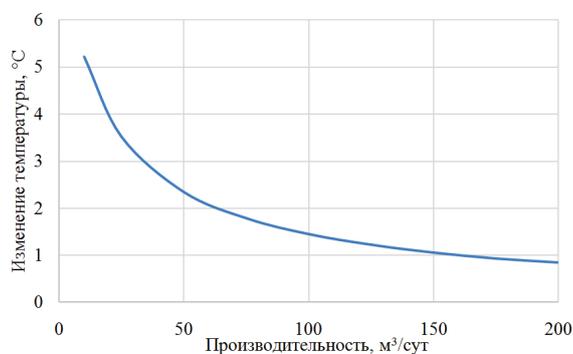


Рис. 2. Изменение температуры при различных производительностях для обводненности продукции скважины 50 % (УЭЦН)

В фонтанных скважинах наблюдаются многократно большие теплотери (см. рис. 3, 4), что связано с отсутствием в таких скважинах динамического уровня. В затрубном пространстве в процессе эксплуатации находится нефть, которая обладает большей теплопроводностью, чем газ. Для большинства значений производительностей ЭЦН наблюдается уменьшение изменения температуры продукции скважины с ростом ее обводненности. С увеличением доли воды жидкость становится более теплоемкой. При одной и той же производительности потери тепла в натуральном измерении ( $\Delta Q$ ) изменяются незначительно, в отличие от относительной ( $\Delta Q/Q$ ) — она с ростом обводненности уменьшается вследствие большей теплоемкости жидкости. Этим и объясняется такое поведение полученных кривых.

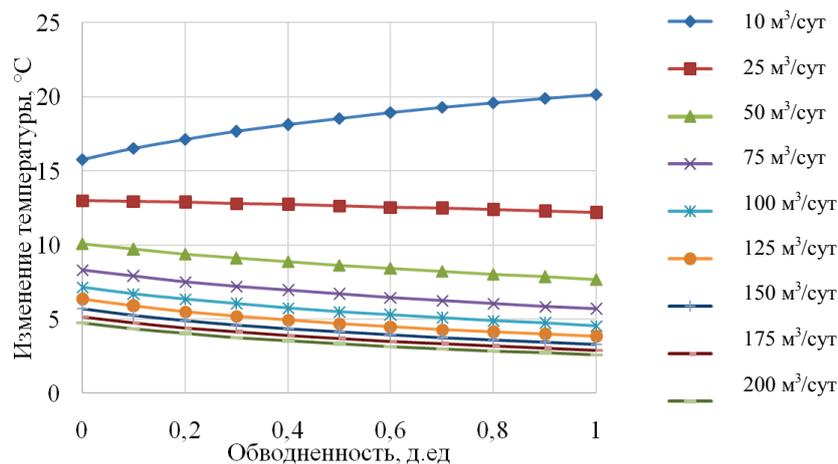
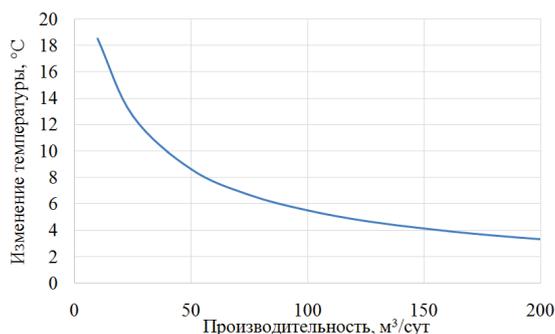


Рис. 3. Результаты расчетов для фонтанной скважины

Для малой производительности (25 м³/сут) наблюдается обратная ситуация — с ростом обводненности возможное изменение температуры продукции увеличивается, поскольку при малой скорости подъема жидкости потери тепла возрастают.

Рис. 4. Изменение температуры при различных производительностях для обводненности продукции скважины 50 % (фонтан)



#### Выводы

- Максимум изменения температуры при производительности ЭЦН более 25 м³/сут наблюдается при обводненности 10–20 %, а далее  $\Delta T$  уменьшается. При меньших производительностях  $\Delta T$  постоянно возрастает с увеличением обводненности.

- Уточнены условия применимости методов расчета температуры продукции скважин с помощью параметра  $\Delta T$ , учитывающего потери тепла при нарушениях целостности цементного камня. Например, если имеется замеренная (фактическая) температура на устье скважины, то расчеты должны показывать температуру в диапазоне  $T_{\text{расч}} - \Delta T \leq T_{\text{факт}} \leq T_{\text{расч}}$ , в противном случае полученное распределение температуры для данного режима работы скважины будет давать искаженные результаты.

- Разница между рассчитанной и замеренной устьевыми температурами скважины позволяет косвенно судить о состоянии цементного камня за обсадной колонной — чем меньше  $\Delta T$ , тем надежнее ствол скважины изолирован от окружающих горных пород.

#### Список литературы

1. Брилл Дж. П., Мукерджи Х. Многофазный поток в скважинах. – Москва — Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. – 384 с.
2. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти / Под ред. Ш. К. Гиматудинова. – М.: Недра, 1983. – 455 с.

#### Сведения об авторах

**Никulin Владислав Юрьевич**, магистрант, ассистент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газонефтяных месторождений, Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, тел. 89378470007, e-mail: NikulinVY@mail.ru.

**Zeigman Юрий Вениаминович**, д. т. н., профессор, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газонефтяных месторождений, Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, e-mail: JVZeigman@yandex.ru

#### Information about the authors

**Nikulin V. Yu.**, Master Student, Assistant at the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Ufa State Petroleum Technology University, phone: 89378470007, e-mail: NikulinVY@mail.ru

**Zeigman Yu. V.**, Doctor of Engineering, Professor, Head at the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Ufa State Petroleum Technology University, e-mail: JVZeigman@yandex.ru

УДК 622.276

### МЕТОДЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПРОЕКТНЫХ УРОВНЕЙ ДОБЫЧИ ГАЗА НА ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНОЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

METHODS OF MAINTAINING THE PROJECT LEVELS OF GAS  
PRODUCTION AT THE FINAL STAGE OF DEVELOPMENT OF DEPOSITS

**Е. В. Паникаровский, В. В. Паникаровский**

E. V. Panikarovskii, V. V. Panikarovskii

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

*Ключевые слова: самозадавливание скважин; газожидкостная смесь; пенная система; газожидкостный поток; лифтовая колонна*

*Key words: self-kill of wells; gas-liquid mixture; foam system, gas-liquid flow; lift column*

В настоящее время большинство газовых и газоконденсатных месторождений Западной Сибири вступили в завершающую стадию разработки, характеризующуюся снижением пластового давления и выпадением жидкости на забое скважин, которая накапливается в стволе скважин и перекрывает интервал перфорации.

При определенных условиях эксплуатации скважин поток газа движется по лифтовой колонне с каплями жидкости, которые соединяются и образуют двухфазный поток. Однако при дальнейшем снижении пластового давления в процессе эксплуатации в стволе скважины начинает происходить накопление и образование жидкостной пробки.

При движении газожидкостных смесей по стволу скважины могут существовать следующие газожидкостные структуры: дисперсная, дисперсно-кольцевая, снарядно-кольцевая, снарядная и др. [1].

В газожидкостном потоке при движении его по стволу скважины происходят процессы образования пленки и диспергирования жидкости. Одним из самых эффективных способов повышения дебита обводнившихся скважин является сохранение структуры газожидкостной смеси в стволе скважины, что обеспечивает высокие скорости движения этой смеси [2].

Для изменения структуры газожидкостного потока в скважины закачивают пенообразующие составы поверхностно-активных веществ (ПАВ), при растворении которых в скважинной жидкости и прохождении через нее газа образуется пенная структура, состоящая из пузырьков газа, разделенных пленкой воды, но при этом плотность пенной структуры значительно меньше плотности жидкости в стволе скважины.