



УДК 622

## ИССЛЕДОВАНИЕ ПРИЧИН МЕЖКОЛОННЫХ ПРОЯВЛЕНИЙ В НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ

### RESEARCHING ON THE REASONS OF CROSS-COLUMN SHOWS IN OIL AND GAS WELLS

**Белоконь Денис Владимирович**

студент,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
iden568@gmail.com

**Усов Сергей Васильевич**

Кандидат технических наук,  
старший научный сотрудник, доцент,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
baku50@mail.ru

**Аннотация.** Произведен анализ известных технологических причин появления каналов при цементировании скважин в заколонном пространстве. С использованием программного моделирования графически исследованы гидравлические процессы цементирования скважин. Расчетным методом определены условия качественного замещения бурового раствора цементным при формировании крепи скважины.

Расчетным путем показано, что при эксплуатации скважины крепь скважины, в результате термобарических процессов, протекающих в эксплуатационной колонне и заколонном пространстве, испытывает значительные нагрузки, которые приводят к появлению каналов в зацементированном заколонном пространстве.

Результаты приведенных исследований помогут лучше понять природу межколонных проявлений, а, следовательно, и принять меры по их недопущению при строительстве и эксплуатации скважин.

**Ключевые слова:** нефть, скважина, гидравлика, давление, температура, крепление скважин, цементирование, флюидопроявления, герметичность.

**Belokon Denis Vladimirovich**

Student,  
Kuban state technological university  
iden568@gmail.com

**Usov Sergey Vasilyevich**

Candidate of Technical Sciences,  
Senior Scientific Employee,  
Associate Professor,  
Kuban state technological university  
baku50@mail.ru

**Annotation.** Was made the analysis of known technological reasons of emersion of channels when cementing wells in cross-column space. With the help of computer modeling were graphically researched the hydraulic processes of cementing wells. The calculation method determined the conditions for the qualitative replacement of drilling mud with cement during the formation of the borehole.

Has been calculated that during the exploitation of the well, the wellbore, because of the thermobaric processes flowing in the production column and annulus casing, experiences significant loads, which leads to the appearance of channels in the cemented production casing.

The results of these studies will help for better understanding of the nature of annulus casing channels and take measures to prevent it when building and exploitation wells.

**Keywords:** oil, well, hydraulic, pressure, temperature, cementing, fluid manifestations, impermeability, annulus.

## Введение

Проблема межколонных давлений в скважинах ( $P_{МК}$ ) на нефтяных и газовых месторождениях актуальна для многих регионов страны. Их количество достигает 30–50 % и более от действующего фонда.

Главной причиной межколонных проявлений в нефтегазовых скважинах является наличие каналов в межколонном пространстве крепи скважин. Изучению данного вопроса посвящено много работ, однако данная проблема в настоящее время продолжает оставаться актуальной. До 50 % фонда добывающих скважин на нефтегазовых месторождениях имеют межколонные давления, обусловленные заколонными перетоками флюидов. Причинами этого могут быть как негативные процессы при формировании заколонного пространства, так и термобарические процессы, протекающие при эксплуатации скважин.

## Основная часть

Конечной целью цементирования обсадных колонн является полное разобщение горных пород, вскрытых скважиной. Изучением данного вопроса посвящены работы А.И. Булатова, М.О. Ашрафьяна, Д.Ф. Новохатского и др. Однако с позиций рассмотрения гидравлических процессов, данный вопрос изучен недостаточно полно.



При цементировании может возникнуть ряд негативных факторов, отрицательно влияющих на качество герметизации заколонного пространства: седиментация и контракция цементного раствора, неполное вытеснение бурового раствора и другие факторы.

Рассмотрим гидравлические процессы протекающие при цементировании скважины. Скважина, при её цементировании, представляет собой систему сообщающихся сосудов, в которые закачиваются определенные объемы жидкостей, обладающих различными плотностями, вязкостью и структурно-реологическими характеристиками [1]. Гидравлический процесс прокачки цементного раствора осложняется тем, что в каждой точке столба цементного раствора во времени происходят существенные изменения скорости, ускорения и давления (рис. 1). На рисунке 1 показана схема расположения технологических жидкостей на различных этапах цементирования: в начале закачки в скважину цементного раствора (I), закачке цементного раствора при выравнивании гидростатического давления в трубах и затрубном пространстве (II), при превышении гидростатического давления в трубах над давлением в затрубном пространстве (III), при значительном заполнении затрубного пространства цементным раствором (IV).

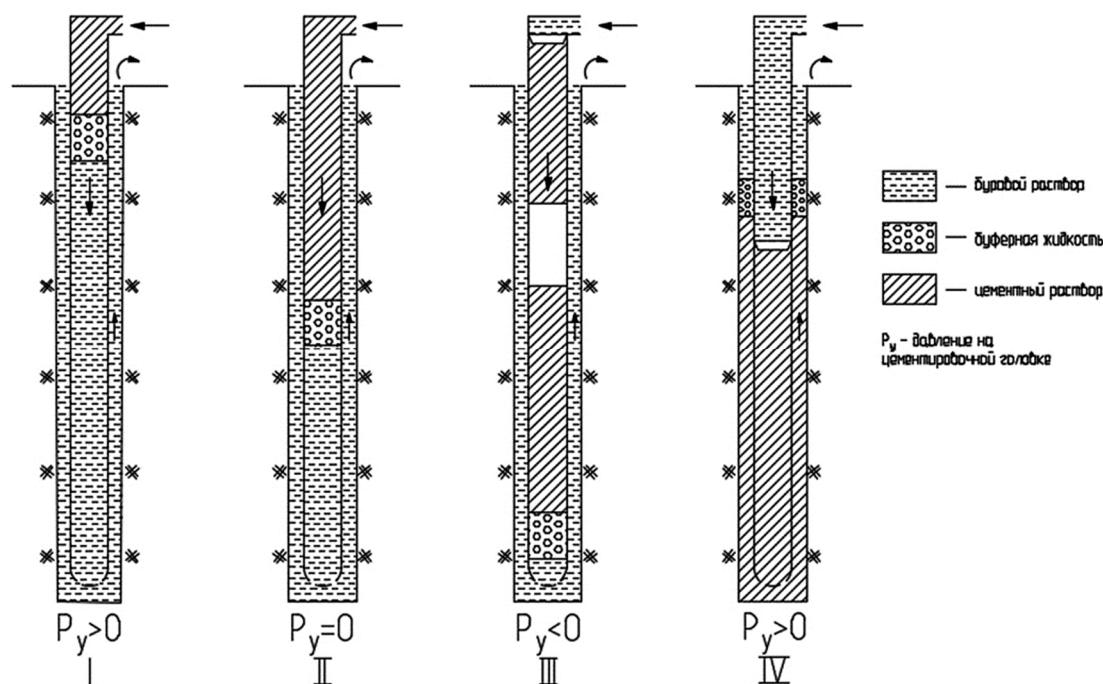


Рисунок 1 – Схема расположения технологических жидкостей на различных этапах цементирования

На примере наиболее характерной по геолого-технологическим условиям в скважине с помощью компьютерной программы, разработанной в НПО Бурение «Гидравлика цементирования» (Свидетельство РОСПАТЕНТа № 2002611702) рассмотрим процесс цементирования эксплуатационной 146 мм колонны, спущенной на глубину 3287 м в скважине с зенитным углом 240° и с углом 70° при входе в продуктивный пласт. В расчетах закачивали тампонажный раствор: первая порция плотностью 1500 кг/м<sup>3</sup> с высотой подъема 1500 м, а вторая порция плотностью 1890 кг/м<sup>3</sup> с общей высотой подъема цементного раствора до 2500 м. Плотность бурового раствора и продавочной жидкости 1280 кг/м<sup>3</sup>.

На графике (рис. 2), построенного по компьютерной программе, показано, как изменяются подача насосов (1) в л/с; давление на цементировочной головке (2) в атм.; объемный расход жидкости в заколонном пространстве (3) л/с в процессе цементирования колонны.

Из графика видно, что на 30-ой минуте давление на цементировочной головке падает до нуля (линия 2). В этот момент времени происходит «отрыв» столба цементного раствора, что характеризуется ростом его объемного расхода до 50 минуты. На рисунке 2 подача насосов на 55 минуте останавливается для установки и пуска разделительной пробки. Правая часть графика, окрашенная в желтый цвет, во времени соответствует заходу цементного раствора в заколонное пространство. После 50 минуты цементный раствор начинает перетекать в заколонное пространство и рост столба цементного раствора в заколонном пространстве приводит к снижению объемной скорости его расхода, которая продолжается даже при остановке работы насосов агрегатов. После установки пробки и повторном запуске насосов объемный расход жидкости в заколонном пространстве несколько ниже подачи насосов. Начиная с 95 минуты на колонной головке наблюдается рост давления, обусловленный ростом столба цементного раствора в заколонном пространстве, и превышением в заколонном пространстве гидростатического давления над давлением в колонне.

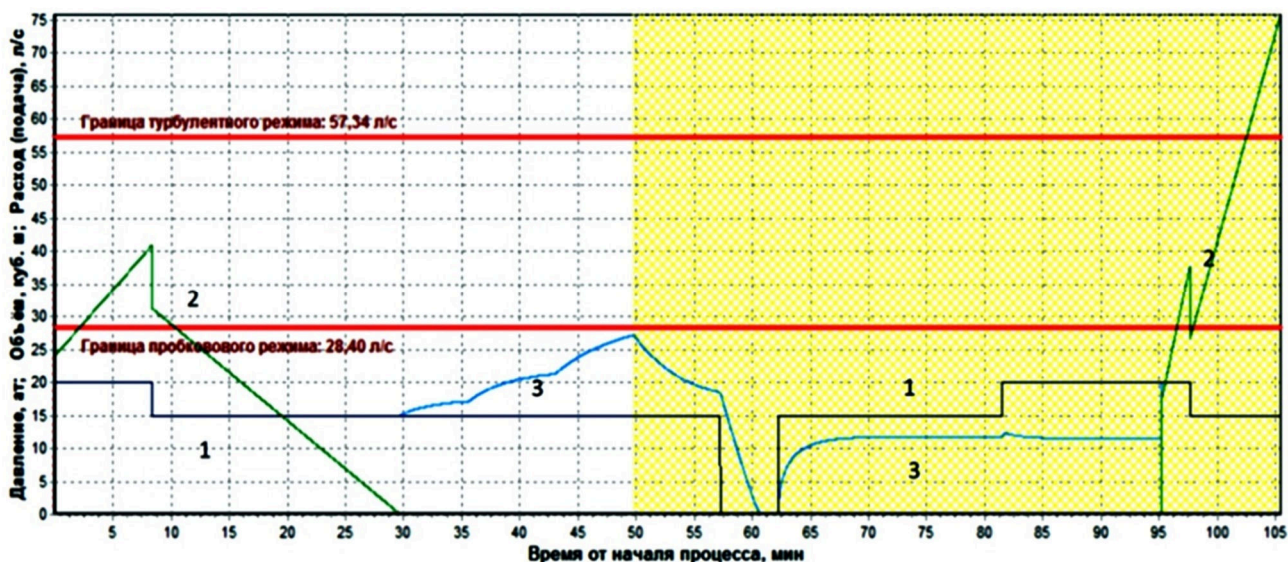


Рисунок 2 – График изменения параметров процесса цементирования обсадной колонны во времени

На рисунке 3 показано положение (отрыв) (линия 4) уровня тампонажного раствора, закачанного в колонну, от устья скважины. Падение (отрыв) уровня его начинается на тридцатой минуте, и он по инерции продолжает снижаться даже тогда, когда часть цементного раствора уже стала поступать в затрубное пространство, и достигает 900-метровой отметки. Одновременно со снижением (отрывом) уровня тампонажного раствора начинает возрастать скорость потока в заколонном пространстве (линия 3) и достигает 27 л/с при подаче насосных агрегатов 15 л/с. Отрыв столба цементного раствора приводит к ускорению его течения в колонне.

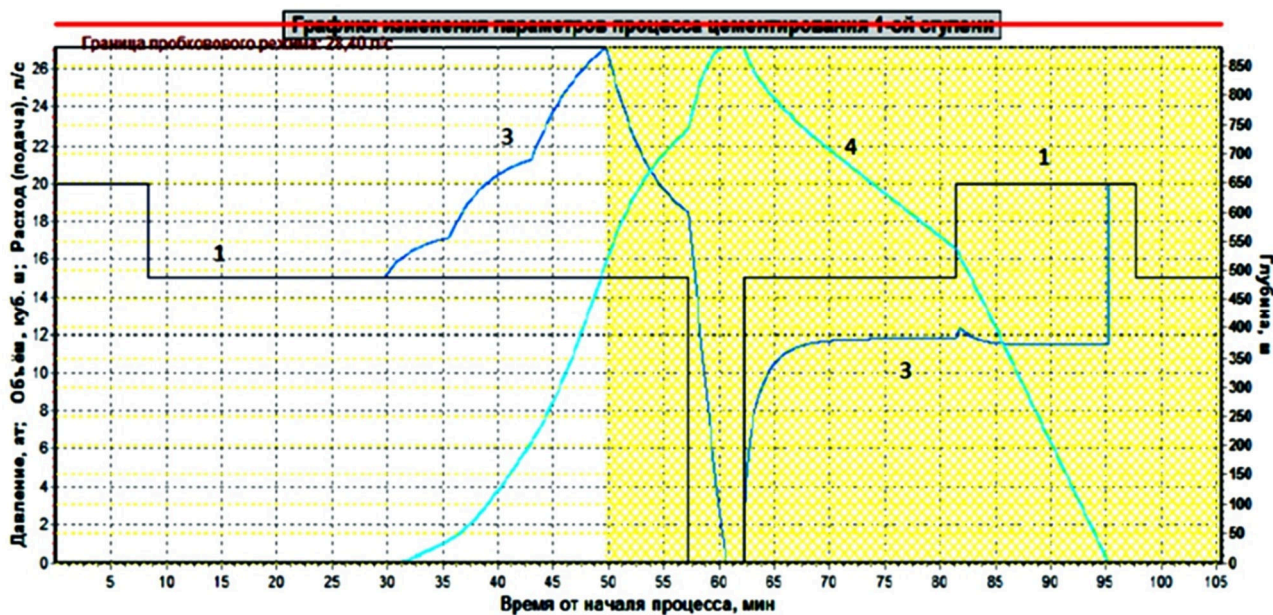


Рисунок 3 – График изменения параметров процесса цементирования обсадной колонны во времени (положения уровня цементного раствора в трубах – 4)

Затем объемная скорость течения в заколонном пространстве стремительно снижается до нуля на время остановки работы насосов и зарядки продавочной пробки. После начала закачки продавочной жидкости восстанавливается поток в заколонном пространстве, но скорость его ниже скорости подачи насосов. Причина этому – уменьшением интервала разрыва потока цементного раствора в результате чего этот разрыв снижается до нуля на 95 минуте. И только, когда до окончания продавки остается 10 мин., скорость закачиваемой жидкости сравнивается со скоростью потока в затрубном пространстве.

На рисунке 4 показано как изменяется давление на глубинах 2200 м (6) и 3200 м (5). Давление на этих глубинах растет за счёт увеличения скорости потока в кольце. Характерно, на глубине 3200 м



с увеличением скорости потока давление возросло от 425 до 475 кгс/см<sup>2</sup>. О превышении давления на любой глубине давления гидроразрыва сигнализирует компьютерная программа.

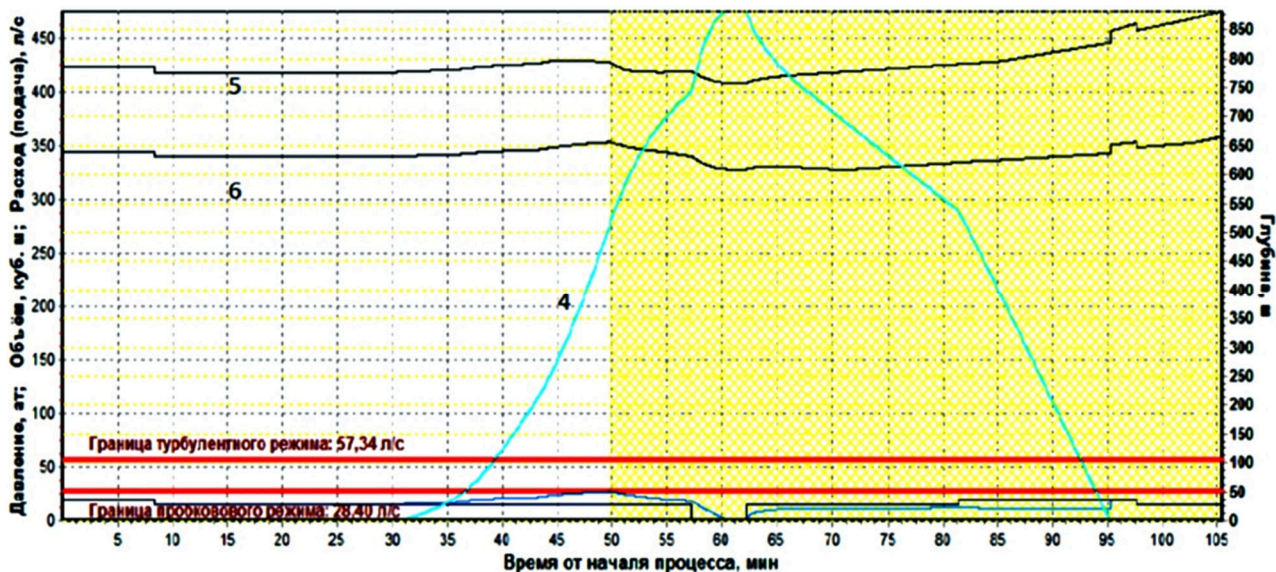


Рисунок 4 – График изменения параметров процесса цементирования обсадной колонны во времени

Процессы при эксплуатации скважины. Рассмотрим условия эксплуатации скважины и влияние различных факторов на появление межколонных проявлений. На рисунке 5 представлены возможные причины межколонных проявлений: через уплотнения устьевой колонной головки, из затрубного пространства через резьбу колонны, из вышележащего, не вскрытого перфорацией, газового пласта, из продуктивного пласта.

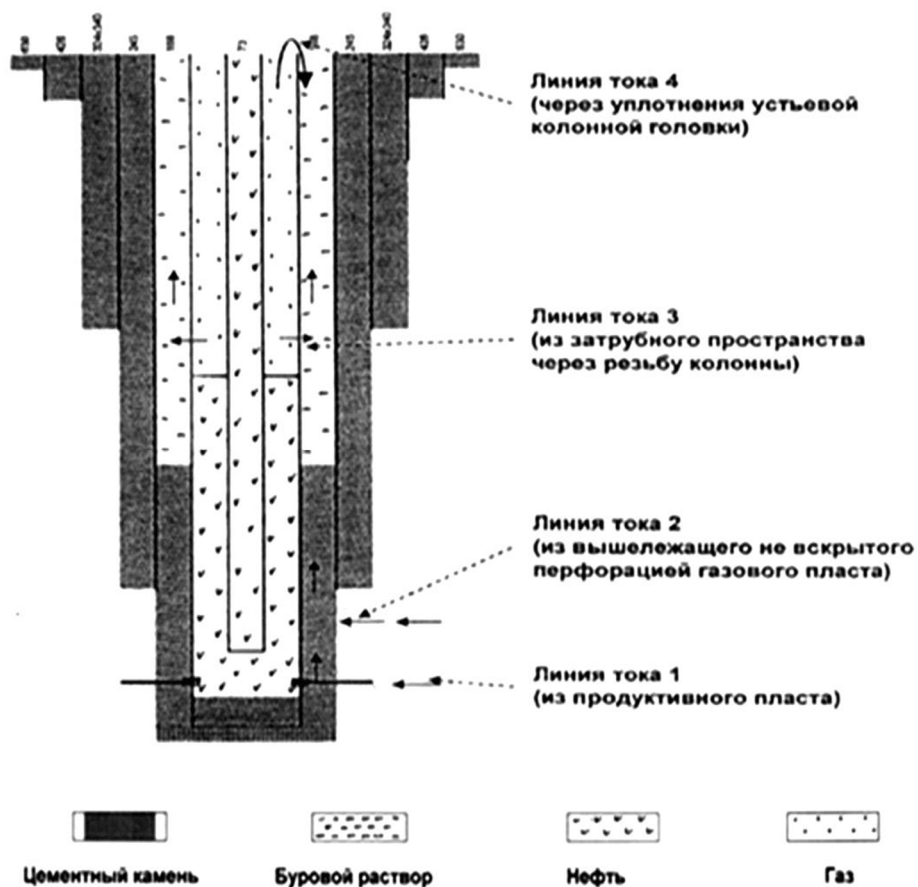


Рисунок 5 – Возможные каналы поступления пластовых флюидов в межколонное пространство



Как влияет изменение температуры на заколонное пространство скважины? Колонна и заколонное пространство добывающей скважины нагревается потоком «горячей» нефти [2]. Для расчетов были использованы следующие исходные данные: диаметр колонны 140 мм, техническая колонна 245 мм, уровень цементного кольца в заколонном пространстве 2350 м, начальный объем межколонного пространства ( $V_{МКнач}$ ) до уровня цементного кольца составляет  $53,97 \text{ м}^3$

Заколонное пространство можно представить условно как герметичный сосуд, заполненный жидкостью, которая при нагревании должна расширяться. Образующийся при этом дополнительный объем жидкости ( $\Delta V_{ж}^1$ ) в замкнутом пространстве создает избыточное давление на стенки сосуда, наблюдаемое на скважине как  $P_{МК}$ , которое равнозначно приращению объема жидкости в межколонном пространстве из-за нагрева колонны ( $\Delta V_{к}^T$ ) и перепада давлений ( $\Delta V_{к}^P$ ). Таким образом, образующийся в межколонном пространстве суммарный дополнительный объем ( $\Delta V_{МК}^K$ ) составит:

$$\Delta V_{МК} = \Delta V_{ж}^T + \Delta V_{к}^T + \Delta V_{к}^P$$

$$\Delta P_{МК} = \frac{1}{K} \cdot \frac{\Delta V_{МК}}{V_{МК \text{ нач}}}, \quad (1)$$

где  $K$  – коэффициент сжимаемости жидкости (воды) равен  $4,91 \cdot 10^{-4} \text{ МПа}^{-1}$  для бурового раствора плотностью  $1,9 \text{ г/см}^3$ ;  $\Delta V_{МК \text{ нач}}$  – начальный объем межколонного пространства.

В остановленной скважине перепад давления между затрубным ( $P_{затр} = 43,0 \text{ МПа}$ ) и межколонным пространством ( $P_{МК} \approx 0$ ) приводит к перемещению  $\delta$  в эксплуатационной колонне – «приращению» наружного радиуса эксплуатационной колонны, – которое легко определяется путем решения задачи Ламе. Вследствие этого происходит прирост объема жидкости в межколонном пространстве ( $V_{МК1} > V_{МК \text{ нач}}$ ) при условии не сжимаемости технической колонны (что может быть обусловлено наличием жесткого цементного кольца, её окружающего).

$$\delta = \frac{1 - \mu}{E} \cdot \frac{r_{\text{экс.вн}}^2 \cdot P_{\text{затр}} - r_{\text{экс.нар}}^2 \cdot P_{МК}}{r_{\text{экс.нар}}^2 - r_{\text{экс.вн}}^2} \cdot r_{\text{экс.нар}} + \frac{1 + \mu}{E} \cdot \frac{(P_{\text{затр}} - P_{МК}) \cdot r_{\text{экс.вн}}^2 \cdot r_{\text{экс.нар}}^2}{(r_{\text{экс.нар}}^2 - r_{\text{экс.вн}}^2) \cdot r_{\text{экс.нар}}}$$

По формуле Ламе определяем перемещение  $\delta$  эксплуатационной колонны:

$$\delta = \frac{1 - 0,3}{2 \cdot 10^5} \cdot \frac{0,06^2 \cdot 43,0}{0,07^2 - 0,06^2} \cdot 0,07 + \frac{1 + 0,3}{2 \cdot 10^5} \cdot \frac{43,0 \cdot 0,06^2 \cdot 0,07^2}{(0,07^2 - 0,06^2) \cdot 0,07} = 0,083 \text{ мм},$$

где  $\mu \approx 0,3$  коэффициент Пуассона для материала труб эксплуатационной колонны (сталь);  $E = 2 \cdot 10^6 \text{ МПа}$  – модуль упругости материала труб эксплуатационной колонны (сталь);  $r_{\text{экс.вн.}} = 0,06 \text{ м}$  – внутренний радиус эксплуатационной колонны;  $r_{\text{экс.нар.}} = 0,07 \text{ м}$  – наружный радиус эксплуатационной колонны.

Таким образом, наружный радиус эксплуатационной колонны с учетом «приращения» составит  $70,083 \text{ мм}$ , а объем межколонного пространства в этом случае ( $V_{МК1}$ ) составит  $53,88 \text{ м}^3$ . Изменение объема межколонного пространства за счет перепада давления между затрубным и межколонным пространствами ( $\Delta V_{к}^P$ ) составит  $(53,97 - 53,88) = 0,09 \text{ м}^3$ .

Рассмотрим, как влияет перепад давления на обсадную колонну. Создаваемое парциальное (дополнительное) давление по формуле (1) должно составить:

$$\Delta P_{МК}^1 = \frac{10^4}{2,59} \cdot \frac{0,09}{53,97} = 6,44 \text{ МПа}$$

Увеличение наружного диаметра труб эксплуатационной колонны в результате действия температурного поля определяется по формуле:

$$\delta = r_{\text{экс.нар.}} \cdot \alpha_{\text{стали}} \cdot \Delta T = 70 \cdot 10^{-3} \cdot 15 \cdot 10^{-6} \cdot 46 = 0,048 \text{ мм},$$

где  $\alpha_{\text{стали}} = 15 \cdot 10^{-6} \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$  – коэффициент линейного теплового расширения стали.

Аналогично, наружный радиус эксплуатационной колонны с учетом «приращения» составит  $70,048 \text{ мм}$ , а объем межколонного пространства в этом случае ( $V_{МК2}$ ) составит  $53,92 \text{ м}^3$ . Изменение объема межколонного пространства за счет теплового расширения труб эксплуатационной колонны ( $\Delta V_{к}^T$ ) составит:  $(53,97 - 53,92) = 0,05 \text{ м}^3$

Рост объема жидкости в межколонном пространстве определим по известной формуле:

$$\Delta V_{ж}^T = \Delta V_{ж.нач} \cdot \beta_{ж} \cdot \Delta T = 53,97 \cdot 5 \cdot 10^{-5} \cdot 46 = 0,124 \text{ м}^3,$$

где  $\Delta V_{ж \text{ нач}}$  – начальный объем жидкости в межколонном пространстве;  $\beta_{ж} = 10^{-4} \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$  – коэффициент объемного расширения жидкости (воды).



В связи с тем, что зависимость между коэффициентом объемного расширения и плотностью обратно пропорциональная, получим  $\beta_{ж} = 5 \cdot 10^{-5} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$  для бурового раствора плотностью  $1,9 \text{ г/см}^3$ .

По формуле (1) определяем, что рост давления в межколонном пространстве  $\Delta P_{МК}$  за счет термодинамических процессов ( $\Delta T = 46 \text{ } ^\circ\text{C}$ ) составит  $8,87 \text{ МПа}$ , что также может являться причиной межколонных проявлений

### **Заключение**

Аналитически исследованы гидравлические процессы при цементировании обсадных колонн в скважинах, которые могут существенно влиять на качество изоляционных работ в скважинах. Также рассмотрено влияние термобарических процессов при эксплуатации скважин на появление межколонных проявлений. Полученные значения межколонных давлений и изменений объема жидкости в межколонном пространстве указывают на возможность проявлений из скважины. Анализ полученных результатов показывает необходимость соблюдения уже существующих норм и требований при строительстве и эксплуатации скважин, что позволит снизить затраты на РИР.

### **Литература:**

1. Булатов А.И. Что представляет собой зацементированное заколонное пространство // Бурение и нефть. – 2016. – № 6. – С. 30–34.
2. Булатов А.И., Сидоров Н.А. Осложнения при креплении глубоких скважин. – М. : Недра, 1966. – 204 с.
3. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. Утверждены федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору приказом от 12 марта 2013 года № 101.

### **References:**

1. Bulatov A.I. What represents the cemented behind-the-casing space // Drilling and oil. – 2016. – № 6. – P. 30–34.
2. Bulatov A.I., Sidorov N.A. Complications when fastening deep wells. – M. : Nedra, 1966. – 204 p.
3. Safety rules for the oil and gas industry. Are approved by Federal Service for Environmental, Technological and Nuclear Supervision the order of March 12, 2013 № 101.