

СЕКЦИЯ 16  
 СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

STABILITY ANALYSIS OF THE OIL WELL CEMENT SHEATH BY AN ANALYTICAL APPROACH

S.Sh. Tabatabaee Moradi  
 Scientific advisor professor N.I. Nikolaev  
 Saint-Petersburg mining university, Saint Petersburg, Russia

Well cementing is considered as one of the most important and expensive operations during the well construction processes.

The main objectives of the cementing job are to seal the annular space, provide the integrity of the well, protect casings against thermal and hydraulic loads, support the casing pipes and prevent the fluid migration in the annular space [3, 4].

Many factors affect the effectiveness of the cementing job and durability of the cement sheath during the production life of the well. Failure in the cementing operation may endanger the whole well construction process and result in additional cost of well repairing operations, which are also considered as time-consuming operations.

During the production life of the well, the cement sheath may be objected to various types of stresses, resulted from thermal changes inside the wellbore or fluid movements inside the production tubes. These stresses may exceed the strength of the cement rock itself or the bonding strength between the cement rock and the casing (or formation rock), as a result of which the integrity of the well is lost.

Integrity of the cement sheath is studied in many researches by numerical or analytical approaches, during which the induced stresses in the cement rock or at its boundaries with the formation and casing are analyzed and the stability of the rock is determined using different available failure criteria [2].

In these work an analytical approach is considered the asses the failure probability of the cement sheath under the assumed circumstances. The induced stresses inside the cement rock and at its contact boundaries with the formation rock and casings can be calculated from the following sets of equations [5]:

$$\sigma_r = \frac{P_1 r_b^2 - P_2 r_c^2}{c^2 - b^2} - \frac{r_b^2 r_c^2}{r^2 (r_c^2 - r_b^2)} (P_1 - P_2) \quad (1)$$

$$\sigma_\theta = \frac{P_1 r_b^2 - P_2 r_c^2}{r_c^2 - r_b^2} + \frac{r_b^2 r_c^2}{r^2 (r_c^2 - r_b^2)} (P_1 - P_2) \quad (2)$$

$$\sigma_z = \frac{P_1 r_b^2 - P_2 r_c^2}{r_c^2 - r_b^2} \quad (3)$$

In the above equations  $\sigma_r$ ,  $\sigma_\theta$  and  $\sigma_z$  are the radial, hoop and axial stresses.  $r_b$ ,  $r_c$  and  $r$  are the internal radius of the cement sheath, the external radius of cement sheath and radius of investigation respectively.  $P_1$  and  $P_2$  are pressures at the casing-cement and the rock-cement contact interfaces respectively, and can be found by solving several mathematical equations, which include the mechanical and thermal characteristics of the casing, cement rock and formation rocks. These equations are briefly discussed and presented in the research of [1].

Equations (1), (2) and (3) are developed for the composite system of rock-cement-casing, which is formed by applying the thick cylinder theory. Based on this theory the elements of the composite system are bonded together and create a uniform thick cylinder (Figure 1).

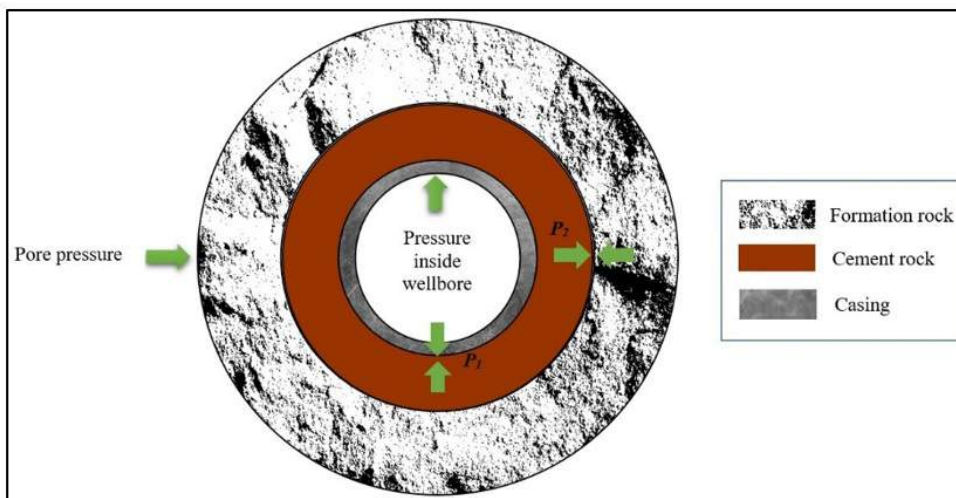


Figure 1. Formation-cement-casing composite system

The proposed system is on the pressure from both sides: pressure inside the wellbore, which is due to the fluid movement inside the tubes and formation pore pressure from outside. The resultant induced stresses from these pressures are calculated from the presented equations and are analyzed by a failure criterion to assess the failure probability of the cement sheath. The cement sheath will fail if the induced stresses inside the cement or its boundaries exceed the mechanical strength of the cement rock.

The used failure criterion in this work can be represented as follows:

$$\sigma_1 = \sigma_c + q \sigma_3 \quad (4)$$

where  $\sigma_1$  and  $\sigma_3$  are maximum and minimum principal stresses,  $\sigma_c$  is the compressive strength of the cement rock, respectively. From the above equation, it is evident that the cement rock compressive strength plays a crucial role in the cement sheath stability. Therefore cement compressive strength measurements in the laboratory condition are significant for a truly evaluation of the well integrity.

$q$ ,  $\sigma_1$  and  $\sigma_3$  are found from following equations:

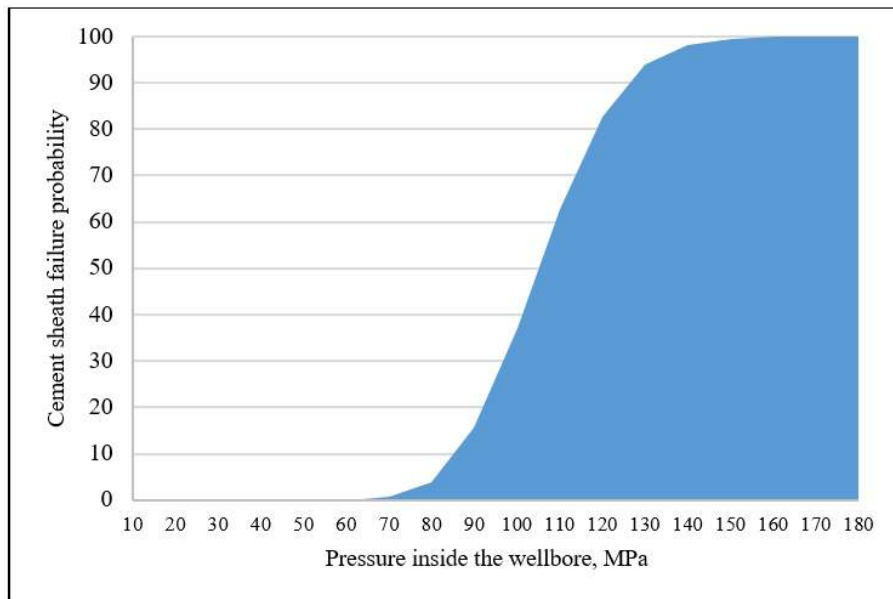
$$q = \tan^2 \left( 45 + \frac{\phi}{2} \right) = \frac{1 + \sin \phi}{1 - \sin \phi} \quad (5)$$

$$\sigma_1 = \max \left[ \left( \frac{1}{2} (\sigma_z \pm \sigma_\theta + \sqrt{(\sigma_z - \sigma_\theta)^2 + 4 \sigma_{\theta z}^2}) \right), (\sigma_r) \right] \quad (6)$$

$$\sigma_3 = \min \left[ \left( \frac{1}{2} (\sigma_z \pm \sigma_\theta + \sqrt{(\sigma_z - \sigma_\theta)^2 + 4 \sigma_{\theta z}^2}) \right), (\sigma_r) \right] \quad (7)$$

The equations for calculating failure criterion and induces stresses are solved for a series of proposed data, including: mechanical and thermal properties of cement rock, casing and formation, pore pressure, formation and wellbore temperatures and geometrical characteristics of the wellbore.

Using the given failure criterion and calculated induces stresses, the failure probability of the cement sheath as a function of the pressure inside the wellbore is evaluated and presented in figure 2.



**Figure 2. –failure probability of the cement sheath**

As it is evident from the figure, the cement sheath failure probability will increase by increasing the pressure inside the wellbore, as the induced stresses may exceed the strength of the cement rock. At wellbore pressure greater than 150 MPa, the failure probability is almost 100%. In this case, developing a high strength cement system or lowering the pressure inside the wellbore by adjusting the production parameters like the hydrocarbon flow rate, may be proposed as a proper solution.

In addition, it can be concluded that the cement rock strength characteristics have a significant effect on the stability of the cement sheath and its durability during the production life of the well.

#### References

1. Haider M.G., Sanjayan J. and Ranjith P.G., 2012. Modeling of a well-bore composite cylinder system for cement sheath stress analysis in geological sequestration of CO<sub>2</sub>, 46th U.S. Rock Mechanics Symposium, Chicago, 24-27 June 2012.
2. Kim J., Moridis G.J. and Martinez E.R., 2016. Investigation of possible wellbore cement failures during hydraulic

- fracturing operations, J. Pet. Sci. Eng. 139, 254-263.
3. Tabatabaee Moradi S.Sh. and Nikolaev N.I., 2016. Optimization of cement spacer rheology model using genetic algorithm (research note), International Journal of Engineering (IJE), TRANSACTIONS A: Basics, Vol. 29, No. 1, 127-131.
  4. Tabatabaee Moradi S. Sh. and Nikolaev N. I., 2016. Considerations of well cementing materials in high-pressure, high-temperature conditions, International Journal of Engineering (IJE), TRANSACTIONS C: Aspects Vol. 29, No. 9, 1214-1218.
  5. Teodoriu C., Ugwu I. and J. Schubert. 2010. Estimation of casing-cement-formation interaction using a new analytical model. SPE Annual Conference and Exhibition, Barcelona, 2257 - 2270.

## ИССЛЕДОВАНИЕ СЕДИМЕНТАЦИОННОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ

И.И. Абельхаеров, А.С. Курмангали, А.А. Апаев

Научный руководитель профессор Ф.А. Агзамов

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа

Важность качественного цементирования обусловлена тем, что это заключительный этап строительства скважин, поэтому неудачи при его выполнении могут свести к минимуму ожидаемый эффект. Стоимость строительства скважин, особенно глубоких, высока, а ущерб от некачественного их крепления, может быть еще большим. Процесс цементирования скважин – сложная необратимая операция, ремонт или восстановление связаны со значительными затратами средств и времени [2].

При цементировании необходимо учитывать ряд факторов, оказывающих влияние на конечный результат строительства скважин, одним из них является получение цементного камня с необходимыми механическими свойствами, обеспечение хорошего сцепления цементного камня с обсадной колонной и стенками скважины.

В наклонно-направленных и горизонтальных скважинах качество крепления хуже, чем в вертикальных, это связано с тем, что происходит седиментация твердых частиц, а также расслоение цементного раствора, в итоге это может привести к ухудшению сцепления цементного камня с обсадной колонной.

Седиментационной устойчивостью тампонажного раствора означает его устойчивость к действию гравитационных сил, приводящих к разделению дисперсной среды и дисперсионной фазы. Седиментационную устойчивость тампонажных растворов можно оценить величиной водоотделения - количеством выделившейся воды на поверхности тампонажного раствора.

Недостаточная седиментационная устойчивость тампонажных растворов приводит к развитию целого ряда явлений, таких как:

- увеличение проницаемости цементного камня вдоль направления движения восходящей при седиментации жидкости затворения, при этом прочность цементного камня в 3-4 раза меньше;
- нарушение сплошности тампонажного камня в затрубном пространстве в поперечном направлении в результате образования водяных «поясов»; в продольном направлении - в результате появления каналов различной протяженности, промытых восходящим потоком воды и др.

Поскольку большинство скважин являются наклонно-направленными, то вероятность образования каналов за счет седиментационного расслоения в цементном камне и на контакте цементного камня с обсадной колонной и горными породами очень велика [2].

Многочисленные примеры некачественных цементирований скважин в результате использования традиционных чистых тампонажных растворов показывают, что для условий крепления скважин необходимо в цемент вводить добавки, способствующие улучшению седиментационной устойчивости раствора повышая дисперсность цемента или вводя высокодисперсные добавки, которые будут связывать большее количество воды своей поверхностью. Седиментационная устойчивость также улучшается при повышении вязкости воды (добавками высокомолекулярных веществ).

Методика экспериментальных исследований заключается в проведении опытов с тампонажными растворами с различными добавками в вертикальных и наклонных цилиндрах. В вертикальном цилиндре оттесняемая при седиментации избыточная мобильная вода затворения стремится вверх, проходит через всю массу раствора (рис.1, а).

В наклонном цилиндре (рис. 1, б) вода, пройдя сквозь сравнительно небольшой слой раствора, доходит до внутренней поверхности цилиндра и, скользя вдоль нее, образует восходящий поток. Если наклонный цилиндр условно разделить на элементы, то в каждом из них вода поднимается вверх. При определенном угле наклона цилиндра скорость движения воды вдоль его верхней стенки максимальна. Водоотделение увеличивается с ростом наклона цилиндра и, как правило, в 2-3 раза выше, чем в вертикальных [1].

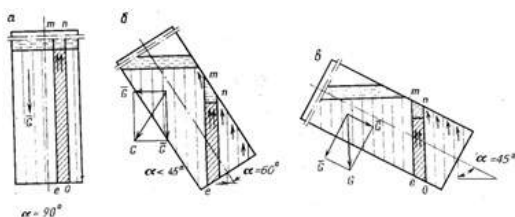


Рис. 1. Схемы вариантов седиментации тампонажного раствора в цилиндрах