

ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА КАЧЕСТВО УПЛОТНИТЕЛЬНЫХ МАНЖЕТ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Султанова А.Б., Гусейнли З.С.

Ключевые слова: уплотнительные манжеты, технологическое состояние, сжимающие усилия, дополнительное давление, геолого-технические факторы.

Аннотация. В статье исследуется влияние геолого-технических факторов, влияющих на качество уплотнительных манжет при эксплуатации скважин. Получены аналитические выражения для расчета сжимающих усилий и дополнительных давлений, возникающих в уплотнительных манжетах оборудования для различных технологических режимов скважин.

GEOLOGICAL AND TECHNICAL FACTORS AFFECTING THE QUALITY OF SEALING CUFFS USED IN THE OPERATION OF WELLS

Sultanova A.B., Huseynli Z.S.

Keywords: sealing cups, technological condition, compressive forces, additional pressure, geological and technical factors.

Abstract. The article examines the influence of geological and technical factors affecting the quality of sealing cups during well operation. Analytical formulas are obtained for calculating the compressive forces and additional pressures arising in the sealing cups of equipment for various technological modes of wells.

Геологические и технические факторы промышленных скважин тесно связаны. От этих факторов зависит качество работы оборудования в процессе эксплуатации: наряду с другими технологическими факторами одним из важных факторов является падение пластового давления. Падение давления в скважинах может варьироваться следующим образом:

ΔP , Мра : 10, 10-15; 15-20; 20-35; 35-50; 50-70; 70-105.

-Относительная аномалия пласта- $P.S.$ (Паусс-Стокс) $A_{p.s.} < 0,5$; 0,5-0,7; 0,7-0,9; $A_{p.s.} > 0,9$.

Влияние перепада пластового давления на гидростатическое давление (столб жидкости) на нем велико. Здесь большую роль играет объем скопившейся жидкости (нефти).

Объем собранной жидкости (из пласта) можно рассчитать следующим образом [1].

$$V_{p.a.} = \pi r_{quyu}^2 \cdot h \cdot m \cdot \beta (P_{lay} - P_q) \cdot \left[\frac{r_{kontur}^* - 1}{2lqr_k^*} - 1 \right]. \quad (1)$$

При этом время распределения радиуса безразмерного контура питающего потока скважины [2]:

$$\tau = \frac{1}{2} \left[(r^* - 1) - \int_1^{r_k^*} \frac{r_k^* - 1}{r_k^* lqr_k^*} dr_k^* \right]. \quad (2)$$

где $r_k^* = r_k / r_i$ – радиус безразмерного питающего потока; r_k, r_s – радиус

контура и потока скважины; h – эффективная сила пласта; κ – пористость слоя; β – сжатие пластового флюида:

$$\tau = \frac{2k}{m\mu\beta\tau_q^2} \cdot T, \quad (3)$$

где k – пористость слоя, T – время течения (образования).

Чтобы определить количественную (численную) зависимость между объемом добытой нефти и коллекторскими свойствами пласта, используем формулы (1-3) для этого условия.

$$\begin{aligned} P_{пласт} - P_0 &= 7 - 25 \text{ МПа}, \\ V_{пласт} &= 0,5 - 10 \text{ м}^3; k = 0,001 - 0,5 \text{ мкм}^2; \mu = 0,3 - 1,5 \text{ мПа} \cdot \text{сек}; \\ \beta &= 0,49 \cdot 10^{-3} / \text{МПа}. \end{aligned}$$

Существует определенная логарифмическая зависимость между временем истечения жидкости T в скважине и перепадом пластового давления ΔP :

$$lqT = a - 1,1lq\Delta P. \quad (4)$$

Здесь α – коэффициент, зависящий от объема добытой нефти, пористости пласта и эффективной силы пласта. В таблице 1 показано минимальное время истечения, которое включает объем накопленной нефти.

Из таблицы 1 видно, что накопленный объем колеблется где-то $V_n = 2 \div 3 \text{ м}$, поэтому этот поток может происходить в течение 1-2 часов, поэтому минимальное время потока

$$\theta_{\min} = 55,5 \cdot \frac{V \cdot \beta}{q} + 10,$$

где V – накопленный объем, см^3 ; β – сжатие, $1/\text{МПа}$, q – средний (расход) производительность, $\text{см}^3 / \text{сек}$.

Табл. 1. Зависимость гидравлической проводимости от объема накопленной жидкости

Накопленный объем, $V, 10^3 \text{ м}^3$	T_{\min} -проводимость пласта, $10^{-9} \text{ м}^3 / \text{Па} \cdot \text{сан}$		
	Высокий пористость, 10^3	Средний пористость, 10^1	Низкий пористость, 10^{-1}
0,5	10-20	40-60	80
1,0	20-30	60-80	120
2,0	30-40	80-120	180
30	40-50	120	240

Из таблицы 1 видно, что в потоках с высокой пористостью содержится $Q_{\min} (0,7-0,8)T$, т.е. пористость Q_{\min} увеличивается по мере увеличения накопленного объема $V \cdot \beta$ и достигает значения $(2,4-6,6)T$, которое слева сторона диапазона указывает на низкую пористость, а правая сторона указывает на чрезмерное сжатие (табл. 2).

Табл. 2. Зависимость длительности T потока от накопленного объема ($V \cdot \beta$) и гидравлической проводимости

$kh, 10^{-9} \text{ м}^3/\text{Па} \cdot \text{сек}$	Накопленный объем ($V \cdot \beta$) см ³ /МПа		
	10^2	10^3	10^4
10^3	$0,7T$	$0,7T$	$0,8T$
10^1	$0,7T$	$(0,8-1,3)T$	$(2,4-6,5)T$
10^{-1}	$>0,8T$	$>2,5T$	$>20T$

Таким образом, при эксплуатации в скважинах по технологической схеме необходимо выбрать тип уплотнительных манжет, проверить состояние ствола скважины – производственной линии при выборе режима испытания пробных давлений. С другой стороны, уплотнительные манжеты также повреждаются из-за внутреннего удара столба жидкости от устья скважины:

$$P_d = Z \cdot \rho \left(1 - \frac{4\tau}{D\rho}\right) + P_y, \quad (5)$$

где Z - текущая координата, снятая с устья скважины,

τ - напряжение скольжения жидкости (глиняный раствор),

D - диаметр колодца (внутренний),

P_y - устьевое давление.

Обычно наибольшее давление внутри эксплуатационной колонны возникает при вводе скважины в эксплуатацию, то есть при закрытии устья скважины. Также при закачке горячего пара или воды в скважину давление максимизируется при интенсификации добычи (нефти) при поддержании постоянного давления.

Для увеличения выдерживаемого перепада давления пакером разработан принципиально новая техника и технология крепления уплотнительного элемента к внутреннему корпусу пакера [3].

Конечно, на частый выход из строя уплотнительных манжет эксплуатационного оборудования также влияет их несовершенная технологическая подготовка (релаксация манжет, дефекты, надрывы и т.д.). Таким образом, как геологические и технические факторы скважины, так и технология изготовления манжет имеют большое влияние на способность уплотнительных манжет создавать надежное уплотнение.

Таким образом, анализ отказов уплотнительных манжет показывает, что основной причиной потери работоспособности колонны являются действующие на него дополнительные напряжения, в результате которых уплотнительные манжеты теряют герметичность, разрушаются, раздавливаются.

Рассмотрим случай, когда эксплуатационная колонна подвергается внешнему давлению и продольной сжимающей силе, или, если она подвергается внутреннему давлению и продольной силе тяги, тогда $\sigma_1 = -\sigma_z$ и $\sigma_2 = -\sigma_\theta$ или $\sigma_1 = \sigma_z$ и $\sigma_2 = \sigma_\theta$.

Мы можем записать эти уравнения следующим образом:

$$P^2 - P\left(\frac{qP_{kr}}{F \cdot \sigma_s}\right) + P_{kr}^2\left(\frac{q^2}{F^2 \cdot \sigma_s^2} - 1\right) - 1 = 0, \quad (6)$$

решение которого будет следующим:

$$P = P_{kr} \cdot \left| \sqrt{1 - 3A_0^2} + A_0 \right|, \quad (7)$$

где $A_0 = \frac{q}{2F\sigma_s}$.

Исследуем, при каком значении q зависимость $P = f(q)$ может получить максимальное значение.

Запишем условие экстремума: $dP / dq = 0$

$$q = \frac{F\sigma_s}{\sqrt{3}}. \quad (8)$$

Запишем значение q из уравнения (8) в уравнение (9).

$$P = 1,155P_{kr}, \quad (9)$$

Таким образом, внутреннее (внешнее) давление увеличивается на 15,5% от осевой сжимающей (тяговой) нагрузки $q = \frac{F\sigma_s}{\sqrt{3}}$. Дальнейшее увеличение осевой силы $q = FG_s$ снижает значение внутреннего (внешнего) давления, и получается $P = P_{kr}$.

Тогда осевая нагрузка на трубу будет иметь следующий эффект:

$$q' = q^0 + 0,47P_{kr} \cdot D^2. \quad (10)$$

Тогда фактическое внешнее давление, которое выдерживает уплотнительная манжета, можно рассчитать следующим образом с учетом выражения (10):

$$P_{сж} = P_{kr} \left[\sqrt{1 - 3\left(\frac{q^0 + 0,47P_{kr} \cdot D^2}{2F\sigma_s}\right)^2} - \frac{q^0 - 0,47P_{kr} \cdot D^2}{2F\sigma_s} \right]. \quad (11)$$

Если затянуть уплотнительные манжеты от начальной осевой растягивающей нагрузки $q_{мяга}^0$ и подвергнуть их внешнему давлению, мы можем определить фактическое внутреннее давление следующим образом:

$$P_{внут} = P_{kr} \left[\sqrt{1 - 3\left(\frac{q^0 + 0,47P_{kr} \cdot d^2}{2F\sigma_s}\right)^2} - \frac{q^0 - 0,47P_{kr} \cdot d^2}{2F\sigma_s} \right]. \quad (12)$$

Аналогично исследуя экстремумы выражений (11) и (12), получаем:

$$P_{внут} = 1,155P_{kr}.$$

Результаты расчетов с выражением (12) сравнивались с экспериментальными результатами, приведенными в таблице 2, и, как видно, значения теоретического давления сжимаемости согласуются с экспериментальными результатами.

Выводы

1. Проанализировано влияние основных геолого-технических факторов, влияющих на качество уплотнительных манжет оборудования при эксплуатации скважин для различных технологических ситуаций.

2. Получено аналитическое выражение для расчета дополнительного давления на уплотнительных манжет, и оценка показывает, что дополнительное давление может увеличиваться до 15,5%.

Данная работа выполнена при финансовой поддержке Фонда Развития Науки при Президенте Азербайджанской Республики - Грант № EIF-MQM-ETS-2020-1(35)-08/04/1-M-04.

Список литературы

1. Цырин Ю.З., Ванифатьев В.И. Крепление скважин с применением проходных пакеров. М.: Недра, 1987. 127с.
2. Цырин Ю.З., Ванифатьев В.И., Фарукшин Л.Х., Дудаладов А.К., Чуев П.А. Пакеры и специнструмент для разобщения пластов при креплении скважин. М.: ВНИИОЭНГ, 1990. 127с.
3. Дудаладов А.К., Ванифатьев В.И., Елуферьев Ю.М., Володин А.М., Сорокин В.А., Клинов А.А., Попов В.В. Технология изготовления и заводские стендовые испытания пружинных сварных центраторов для обсадных колонн нефтяных и газовых скважин // Вестник ассоциации буровых подрядчиков. 2005. №3.

References

1. Tsyryn Yu.Z., Vanifatyev V.I. Lining of wells with use of pass packers. M.: Nedra, 1987. 127p.
2. Tsyryn Yu.Z., Vanifatyev V.I., Farukshin L.Kh., Dudaladov A.K., Chuev P.A. Packers and special instruments for formation isolation during wells lining. M., VNIOENG, 1990. 127p.
3. Dudaladov A.K., Vanifatyev V.I., Yeluferyev Yu.M., Volodin A.M., Sorokin V.A., Klinov A.A., Popov V.V. Manufacturing technology and plant stand tests of spring welded centralizers for casing strings of oil and gas wells // Association herald of drill contractors. 2005. №3.

Султанова Ахира Бахман кызы – кандидат технических наук, доцент, Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, Институт систем управления НАНА, Баку, Азербайджан, saxira@mail.ru	Sultanova Axira Baxman – candidate of technical sciences, associate professor, Azerbaijan State University of Oil and Industry, Institute of Control Systems of ANAS, Baku, Azerbaijan, saxira@mail.ru
Гусейнли Зенфира Сейди кызы – доктор философии по технике, доцент, Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, Баку, Азербайджан, huseynli_z@rambler.ru	Huseynli Zenfira Seidi – Ph. D., associate professor, Azerbaijan State University of Oil and Industry, Baku, Azerbaijan, huseynli_z@rambler.ru

Received 19.09.2021