

Aluminum casing for hydrogen sulfide-rich environments

«Алюминиевые обсадные трубы для работы в средах с повышенным содержанием сероводорода»

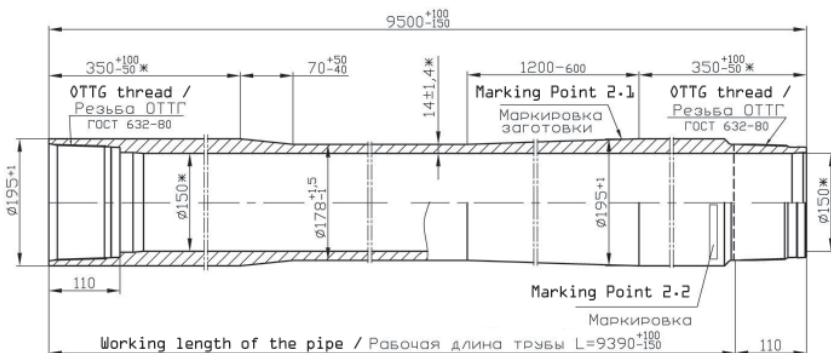
V.S. Basovich, I.N. Buyanovsky (Aquatic – Burilnye Truby company);
V.V. Sapunzhi (Burilnye Truby company);
A.A. Nikitin (Serovsky Mechanical Plant).

В.С. Басович, И.Н. Буяновский (ООО «Акватик – Бурильные Трубы»);
В.В. Сапунжи (ООО «Бурильные Трубы»);
А.А. Никитин (ОАО «Серовский механический завод»).

Presence of hydrogen sulfide and carbon dioxide in the formation fluids defines specific requirements for well geometry, casing strings and pipe material.

Typically, oil companies are forced to purchase very expensive imported casing pipes (strength group 90SS) with bubble-tight connections “Tenaris Blue” and production tubing made of “Sanicro 29” stainless steel with TPS connections. Lukoil has offered a first domestic alternative – casing pipes made of lightweight, resistant to the corrosive effect of hydrogen sulfide, high-strength aluminum alloy and equipped with leak-proof threaded connections of domestic manufacture.

Such flush-joint, light-alloy, hydrogen sulfide corrosion-resistant casing LOT 178h14 was developed by Aquatic for Lukoil in 2010. The design of LOT-178h14 light-alloy casing is shown in Fig. 1, its geometric parameters and the calculated strength properties – in Table 1.



● Fig.1 Light-alloy casing pipe LOT 178x14

● Рис.1 Легкосплавная обсадная труба ЛОТ 178х14

In 2012, “Aquatic – Burilnye Truby” company prepared the ground for mass production of the pipes, having adjusted technical documentation on the results of production and testing of an experimental batch.

Pipe shells are manufactured at Burilnye Truby company by hot pressing a deformable high-tensile corrosion-resistant aluminum 1953T1 alloy following the OST-1-92014-90 standard; subsequently the pipes are heat treated (hardened) and artificially aged (T1).

Then the product is shipped to Serovsky Mechanical Plant for cutting OTTG- and NKB-type threads, and for hydraulic testing of internal pressure.

Mechanical properties of supplied pipes (aluminum alloy 1953T1) are as follows:

● Minimum tensile strength, σ_B , МПа,	530;
● Minimum yield strength, $\sigma_{0.2}$, МПа,	480;
● Minimum relative elongation, %	7;
● Density, kg/m^3 ,	2,820;

Наличие сероводорода и диоксида углерода в пластовых флюидах определяет специальные требования к конструкции скважины, креплению обсадных колонн и выбору материала для труб.

Как правило, нефтедобывающие предприятия вынуждены приобретать для этих целей весьма дорогостоящие импортные обсадные трубы группы прочности 90SS с высокогерметичными соединениями типа Tenaris Blue, и НКТ из нержавеющей стали Sanicro 29 с соединениями TPS. В качестве отечественной альтернативы НК «ЛУКОЙЛ» сделана первая попытка применения обсадных труб, изготовленных из легкосплавных, стойких к коррозионному воздействию сероводорода, высокопрочных алюминиевых сплавов и оснащённых высокогерметичными отечественными резьбовыми соединениями.

Для этой цели в 2010 году в ЗАО «Акватик» по договору с НК «ЛУКОЙЛ» были разработаны безмуфтовые легкосплавные, стойкие к сероводородной коррозии обсадные трубы ЛОТ 178х14.

Конструкция легкосплавной обсадной трубы ЛОТ-178х14 приведена на Рис. 1, а её геометрические параметры и расчетные прочностные свойства в Таблице 1.

ООО «Акватик-Бурильные трубы» в 2012г. выполнило корректировку технической документации по результатам изготовления и промышленного опробования опытной партии таких труб и подготовило производство для их серийного выпуска.

Трубные заготовки для этих труб изготавливаются ООО «Бурильные трубы» методом горячего прессования из деформируемого высокопрочного коррозионно-стойкого алюминиевого сплава 1953T1 по OST-1-92014-90, которые подвергаются термообработке (закалке) с последующим искусственным старением (T1).

Нарезку резьб типа ОТТГ и НКБ, проведение гидравлических испытаний труб внутренним давлением и производство таких труб освоено в ОАО «Серовский механический завод».

В состоянии поставки обеспечиваются следующие физико-механические свойства алюминиевого сплава 1953T1:

● Минимальный предел прочности, σ_B , МПа,	530;
● Минимальный предел текучести, $\sigma_{0.2}$, МПа,	480;
● Минимальное относительное удлинение, %	7;
● Плотность, кг/м^3 ,	2820;
● Твёрдость, НВ,	120-130;
● Модули упругости, МПа:	$E=71000$; $G=27500$;
● Коэффициент линейного расширения, $1/^\circ\text{C}$.	22.6×10^{-6} ;

Трубы имеет наружную высадку концов, равнопроходные внутренние сечения и соединяются между собой с помощью безмуфтовых (раструбных) высокогерметичных резьбовых соединений с уплотнением типа «металл-металл».

● **Table 1. Basic specifications of the pipe LOT 178x14-1953T1**
 ● **Таблица 1. Основные параметры трубы ЛОТ 178x14-1953T1**

Outer diameter, mm: / Наружный диаметр, мм:	
main body of the pipe / основного тела трубы	178
thickened edge / утолщённых законцовок	195
Wall thickness, mm: / Толщина стенки, мм:	
main body of the pipe / основного тела трубы	14
thickened edge / утолщённых законцовок	22.5
Pipe length, mm / Длина трубы, мм	9,500
Connecting thread / Присоединительные резьбы	ОТТГ-178 by GOST 632-80 standard / ОТТГ-178 по ГОСТ 632-80
Rated weight of the pipe, kg / Масса трубы расчётная номинальная, кг	209
Tensile load, max., kN / Максимальная растягивающая нагрузка, кН	3,460
Internal excess pressure, max., MPa / Максимальное внутреннее избыточное давление, МПа	66.0
External excess pressure, max., MPa / Максимальное внешнее избыточное давление, МПа	41.5

- Hardness, HB, 120-130;
- Young's modulus, MPa: E=71,000; G=27,500;
- Linear expansion coefficient, 1/°C. 22.6x10⁻⁶;

The pipes have external upset ends, flush inner sections and are connected by a flush-joint (bell-mouthed) leak-proof threaded connections with "metal-to-metal" grummets.

Set of pilot runs – research, bench and field tests of the pipes – was held jointly with Drilling Department of LUKOIL-Komi and the R&D Institute PechorNIPneft [1].

As part of the tests, LOT-178h14 string was used in deep directional well No. 15 on Bayandyskoye field (developed by LUKOIL-Komi) – the field is known for its formation fluids with a high content of hydrogen sulfide and carbon dioxide.

The theoretical part included researching the procedures and computing the values of strain-stress distribution and load rating of OTTG-178 threaded connections, as well as determining the optimal value of make-up torque (this data ensures high reliability and leak resistance of threaded connections).

To verify the calculated values and evaluate operational reliability of the designed casing pipes, a number of bench tests for full-sized samples was

испытания проводились на специализированных стендах ЦНИИ им. акад. Крылова в Санкт – Петербурге и включали следующие этапы:

- проверка прочности при внутреннем давлении P= 42 МПа;
- испытание на прочность полуторократной эксплуатационной нагрузкой растяжения,
● F =1800 кН при одновременном действии внутреннего давления P=42 МПа;
- проверка на прочность при растяжении на предельную нагрузку до разрыва F_{разр};
- проверка на герметичность при предельном внутреннем давлении до разрыва P_{колл};
- проверка на коллапс тела трубы при предельном внешнем давлении P_{колл};
- проверка на коллапс по резьбовому соединению при предельном внешнем давлении P_{колл}.

Результаты стендовых испытаний приведены в Таблице 2.

Как следует из Таблицы 2, расчётные значения разрушающих силовых факторов для труб ЛОТ 178x14 позволяют с достаточной для практики точностью оценить их несущую способность.

С целью оценки коррозионной стойкости сплава 1953T1 в условиях применения близких к скважинам Баяндыского месторождения ООО

● **Table 2. The results of bench testing of full-size samples LOT 178x14**
 ● **Таблица 2. Результаты стендовых испытаний полномасштабных образцов ЛОТ 178x14**

No.	Sample type / Тип образца	Test type / Вид испытаний	Calculated fracture values / Расчётные значения разрушения	Test results / Результаты испытаний	Note / Примечания
1	Connection ОТТГ-178 Соединение ОТТГ-178	Internal pressure with stretching and fracture / Внутреннее давление с растяжением и разрыв	3,460 kN / кН	Leak-proof at P=42 MPa, F=1,800 kN Thread-point fracture at Ffract=3540 kN Герметично при P=42 МПа, F=1800 кН. Разрыв по резьбе при Fразр=3540 кН.	one sample / 1 образец
2	Connection ОТТГ-178 Соединение ОТТГ-178	Leak-proof test / Проверка герметичности	-	Proof at P=42 MPa. / Герметично при P=42МПа.	one sample / 1 образец
3	Connection ОТТГ-178 Соединение ОТТГ-178	External pressure to fracture / Наружное давление до разрушения	42 MPa / МПа	Fracture at Pcoll=78 MPa. / Разрушение при Pколл=78МПа.	one sample / 1 образец
4	Body of the pipe LOT 178x14 Тело трубы ЛОТ 178x14	External pressure to fracture / Наружное давление до разрушения	42 MPa / МПа	Fracture at Pcoll=74 MPa and Pcoll = 68 MPa. / Разрушение при Pколл=74МПа и Pколл =68МПа.	2 samples / 2 образца
5	Connection, main body Соединение, основное тело	Internal pressure to fracture / Внутреннее давление до разрушения	66 MPa / МПа	Pipe body fracture Pfract=90 MPa / Разрушение тела трубы Pразр=90 МПа	one sample / 1 образец

Calculated parameters of the stress-strain PS state Расчетные параметры напряженно-деформированного состояния ЭК	PS layouts / Варианты компоновки ЭК	
	Steel 7" PS / Стальная 7" ЭК	Light-alloy PS with LOT -178x14 Легкосплавная ЭК с ЛОТ-178x14
1. Calculated PS buoyancy weight, kN / Расчетный вес ЭК в растворе, кН	1,316	608
2. Hook load, kN: / Нагрузка на крюке, кН: - lifting up (PUW); / при подъеме; - lowering down. / - при спуске.	1,697 934	792 424
3. Total friction, kN: / Суммарные силы трения, кН: - lifting up (PUW); / - при подъеме; - lowering down. / - при спуске.	448 315	216 152
4. The minimum casing shoe safety margin (lifting up) Минимальный запас прочности БК при подъеме	3.26	6.96
5. The maximum tensile force able to reach the freeze point at appr. 4,200 m, with hook load equal to 3,000 kN (drilling unit load strength) / Максимальное растягивающее усилие, которое может быть доведено до точки прихвата на отметке 4200м, при нагрузке на крюке, равной 3000кН (грузоподъемность БУ)	830	1,397

● **Table 3. The results of comparative calculations of the two PS layouts (descent to the design depth of 4,219 m)**

● **Таблица 3. Результаты сравнительных расчётов двух компоновок ЭК при спуске на проектную отметку 4219м**

carried out. The tests were run on tailored stands at Krylov Shipbuilding Research Institute in St. Petersburg, and included the following:

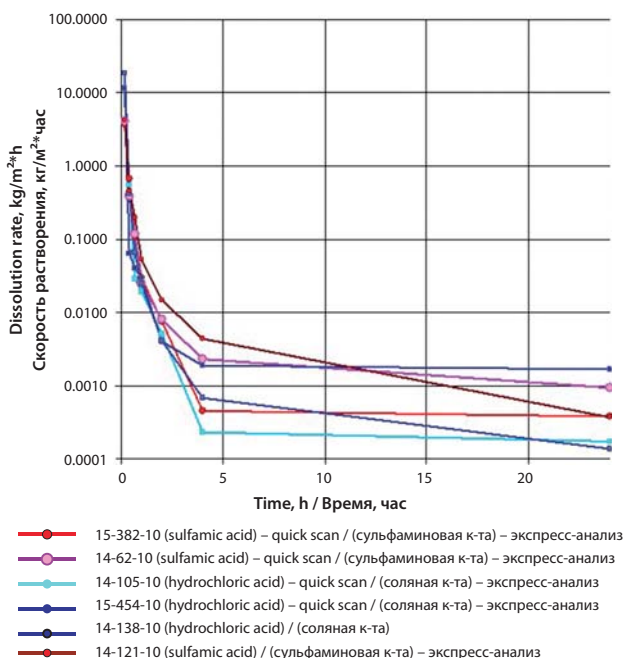
- Durability test at internal pressure $P = 42$ MPa;
- Endurance test using 1.5x operational tensile load, $F = 1,800$ kN with concurrent internal pressure $P = 42$ MPa;
- Critical tensile fracture load test F_{fract} ;
- Pressure test at internal fracture limit P_{coll} ;
- Pipe collapse test check at critical external pressure P_{coll} ;
- Thread joint collapse test at critical external pressure P_{coll} .

Bench test results are shown in Table 2.

As can be seen from Table 2, the calculated values of collapse parameters for LOT 178h14 pipes provide sufficiently accurate for the field assessment of their load rating.

● **Fig.2 The rate of rock dissolution**

● **Рис.2 Скорость растворения горных пород**



«ЛУКОЙЛ-Коми», в НТЦ «Weathtford-Политехник» (Санкт-Петербург), был выполнен комплекс лабораторных коррозионных испытаний образцов этого сплава в присутствии наиболее агрессивных пластовых сред, насыщенной газовой смесью, содержащей 13,5% H₂S и 1,09% CO₂. При этом для более полной имитации скважинных условий коррозионные испытания проведены, как при нормальном давлении и температуре 20°С, так и при термобарических условиях с использованием автоклавного оборудования при повышенных давлениях 5,0 и 15,0 МПа, и температуре 88°С. Были выполнены коррозионные испытания сплава 1953Т1 на общую коррозию, коррозионное растрескивание при двух уровнях напряжений образцов, контактную коррозию в паре 1953Т1-сталь типа 90SS или 30ХМА.

Кроме того, были подвергнуты исследованиям антикоррозионные свойства сплава при проведении таких технологических операций, как цементирование скважины и кислотная обработка призабойной зоны, в процессе которых жидкость в стволе приобретает свойства щелочной или кислотной среды соответственно. По результатам коррозионных испытаний были сформулированы следующие основные выводы:

- максимальное значение скорости общей коррозии сплава 1953Т1 в пластовых флюидах, характерных для Баяндыского месторождения, не превышает 0,084 мм/год, что позволяет считать сплав стойким к коррозии в этих условиях;
- контактная коррозия сплава 1953Т1 со сталью 30ХМА не является определяющим фактором, «опасным» для общего эксплуатационного ресурса эксплуатационной колонны;
- сплав 1953Т1 практически не подвержен коррозионному растрескиванию.
- в растворах HCl, имитирующих кислотную обработку призабойной зоны, сплав 1953Т1 весьма интенсивно корродирует, поэтому использованию соляной кислоты в присутствии алюминиевых сплавов не рекомендуется.

В связи с вышеописанным, был проведен поиск альтернативы кислотной обработки. В качестве такой альтернативы была в соответствии с рекомендациями [2], выбрана сульфаминовая кислота (NH₂SO₃H), предварительные испытания растворов которой показали отсутствие реакции с алюминиевыми сплавами легкосплавных буровых труб.

С целью установления наличия эффекта повышения проницаемости горных пород при применении 15% сульфаминовой кислоты, в сравнении с ранее применявшейся на месторождении 14% соляной кислоты, в Центре исследования ядра и пластовых флюидов ООО «ПечорНИПИнефть» (г. Архангельск) были проведены лабораторные исследования воздействия кислотных растворов на продуктивные отложения Баяндыского месторождения.

Для проведения данных исследований были взяты несколько подготовленных образцов ядра из продуктивного задонского горизонта верхнедевонских отложений (интервал 4087-4185 м) с ранее пробуренных разведочных скважин.

Предварительно был проведен экспресс-анализ эффективности сульфаминовой кислоты, а именно – сухие, заранее взвешенные, образцы помещались в растворы 15% сульфаминовой и 14% соляной кислот, и производилась сравнительная оценка потери массы и изменение pH раствора во времени. По полученным результатам рассчитывалась скорость растворения породы и изменение этого параметра во времени. Результаты экспресс-анализа приведены на графиках Рис. 2.

Set of lab tests in R&D Centre Weatherford-Polytechnic (St. Petersburg) for corrosion values of the 1953T1 alloy, implemented in most aggressive reservoir environments, saturated with a gas mixture containing 13.5% H₂S and 1.09% CO₂, helped to evaluate corrosion resistance of the alloy in the environments resembling the wells of Bayandyskoye field. For better simulation of downhole conditions, corrosion test was run both at normal pressure / 20°C temperature and – using autoclave facility – at high pressure of 5.0 and 15.0 MPa / 88°C temperature. Corrosion testing included of the 1953T1 alloy included general corrosion tests, stress corrosion cracking with two stress margins, contact corrosion 1953T1 – steel 90SS or 30HMA.

The tests have also been used to study corrosion properties of the alloy in such operations as well cementing and bottomhole acid treatment, when the borehole liquid acquires alkaline or acidic properties respectively. The results of corrosion tests led to the following conclusions:

- The maximum rate of general corrosion for the 1953T1 alloy in the formation fluids typical for Bayandyskoye field is 0.084 mm/year; this means that the alloy is resistant to corrosion in this environment;
- Contact corrosion of with 1953T1 alloy and 30HMA steel is a minor factor, not “dangerous” for the overall service life of the production casing;
- 1953T1 alloy is practically immune to stress corrosion cracking.
- in H-Cl solutions simulating bottomhole acid treatment, the 1953T1 alloy corrodes intensively, so usage of hydrochloric acid with aluminum alloys is not recommended.

Due to the above, experts looked into alternatives to acid treatment. Expert recommendations [2] resulted in choosing sulfamic acid (NH₂SO₃H) – initial tests of its solutions showed no reaction with aluminum alloys of light-alloy drill piping.

To establish higher permeability of rocks after applying 15% sulfamic acid (compared to earlier used 14% hydrochloric acid), Centre for core samples and formation fluids, a part of R&D Center PechorNIPIneft (Arkhangelsk), run a study comparing the impact of acid solutions on productive deposits of Bayandyskoye field.

For the studies, the Centre used several core samples prepared from the Zadonskiy productive horizon of Upper Devonian formation (interval 4,087-4,185 m) from the previously drilled prospecting wells.

Before the test, testers run a quick scan of sulfamic acid efficiency: dry, pre-weighed samples were placed in 15% and 14% solutions of respectively sulfamic and hydrochloric acid for comparative evaluation of weight loss and a measurement of pH/time function. The results were used to calculate the rock dissolution rate and its time variation. The results of proximate analysis are shown in Fig. 2.

Studies have shown that the rate of reaction of sulfamic acid is 2-2.5 times less than that of hydrochloric acid. With hydrochloric acid, the main dissolution process occurs during the first 20 minutes, with sulfamic acid – during the first 40 minutes. For hydrochloric acid treatment, the weight



● Fig.3 A fragment of lowering the PS made of LOT 178x14 piping
● Рис.3 Фрагмент спуска ОК из труб ЛОТ 178x14

Как показали исследования, скорость реакции сульфаминовой кислоты в 2 – 2,5 раза ниже, чем соляной кислоты. Основное растворение породы происходит в соляной кислоте в течение первых 20 мин., в сульфаминовой – в течение первых 40 мин. Потери массы в результате воздействия соляной кислоты составили 18-19% от первоначальной массы образца, в результате воздействия сульфаминовой кислоты – 7-7,5%.

В результате воздействия кислот на образцы, насыщенные моделью пластовой воды за сутки произошло растворение 27 % породы образца помещенного в соляную кислоту и 8% породы в сульфаминовой кислоте. Кроме того, произошло значительное увеличение проницаемости до 490·10⁻³ – 840·10⁻³ мкм², и растворение породы на входном для кислоты торце образца. На выходном торце обнаружено увеличение размера пор, образовалась канал-каверна.

loss reached 18-19% of the original sample weight, for sulfamic acid – 7-7.5%.

Acid treatment of the samples saturated with formation water resulted in dissolving 27% of the rock sample in hydrochloric acid and 8% of the rock sample in the sulfamic acid. In parallel, permeability spiked to $490 \cdot 10^{-3}$ – $840 \cdot 10^{-3}$ mkm², while the acid inlet surface of the sample dissipated. At the output surface the testers observed larger pores and a channel-like cavity. Based on lab studies, following conclusions were reached:

- Sulfamic acid treatment of rock samples with gas permeability over $2 \cdot 10^{-3}$ mkm² results in significant rise of permeability coefficient, up to $490 \cdot 10^{-3}$ – $840 \cdot 10^{-3}$ mkm².

Treatment of low-permeability, porous voids samples with this acid does not increase the permeability, due to the low rate of acid penetration into the rock.

Although the rock dissolution rate under sulfamic acid treatment is 2-2.5 times less than in case with hydrochloric acid treatment, the time of intensive dissolution is higher for sulfamic acid (12-20 minutes for hydrochloric acid, 30-40 minutes for sulfamic acid).

Based on the results of bench tests of full-scale samples of LOT 178h14 and the results of lab tests on corrosion of aluminum alloy 1953T1, Lukoil decided to manufacture and apply test batch of the pipes at the well No. 15 of Bayandyskoye field developed by LUKOIL-Komi.

Prior to launching the production string (PS) to the design mark of 4,219 m into the 215.9 mm open hole, experts completed comparative strength analysis of two PS variants equipped with VA95SS steel casing and LOT 178h14 casing made of aluminum alloy 1953T1. Table 3 shows the calculation results.

In January 2011, a single-section production string consisting of aluminum casing LOT 178h14 made of 1953T1 alloy was successfully lowered into the well No. 15 of Bayandyskoye field to the depth of 4,219 m and cemented. A fragment of the string landing is shown in Fig. 3. Well acidification was done using a 15% solution of sulfamic acid.

Lukoil press release [3] states that daily oil production at the well No. 15 increased to 500 tons, while cost-efficiency of merely installing aluminum casing instead of steel pipes topped \$222,000. Of course, it's unlikely that aluminum PS caused the spike in production rate (several times higher than the yield of other local wells). Most probably, it was the result of formation treatment with sulfamic acid solution.

Conclusion.

The project work, bench testing of the full-size samples, lab-based corrosion tests of aluminum alloy and results of pilot tests show full compliance of the developed LOT 178h14 aluminum casing and LNKT 90h10,5 oilwell tubing to operational requirements for deposits with a high content of hydrogen sulfide.

Probably now, after more than two years of operation, it is time to recommend Lukoil to run the scheduled integrity monitoring of the aluminum PS at well No. 15. This should resolve the question of the possible industrial application of the product.

References:

1. Aluminum casing for use in aggressive environments. / V. S. Basovich [et al.] // Construction of oil and gas wells on land and at sea – M: JSC "VNIOENG", 2011. – No. 8. – p. 2-5.
2. Light-alloy oil pipes / G.M. Fain [et al.] – M. Nedra, 1980.
3. LUKOIL is implementing advanced technology of well construction / LUKOIL Press Release of 08.04.2011.

Abstract

Well construction in a high hydrogen sulfide and carbon dioxide environments is exacerbated by the low corrosion resistance of the metal used in casing pipes in respect to the wellbore fluid. The paper presents the results of the research, bench and lab testing and field runs of light-alloy casing pipes LOT 178h14 made of aluminum alloy 1953T1.

Casing material low corrosive resistance relative to well fluid bring about large complications in well site construction in H₂S and CO₂ high content conditions. Development, laboratory tests, benchmark trials and field test results of aluminum alloy 1953T1 casing pipe LOT 178x14 introduced in this paper. 🔴

Исходя из проведенных лабораторных исследований были сделаны следующие выводы:

В результате воздействия сульфаминовой кислоты на образцы породы с проницаемостью по газу более $2 \cdot 10^{-3}$ мкм² происходит значительное увеличение коэффициента проницаемости до значений $490 \cdot 10^{-3}$ – $840 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Воздействие данной кислоты на низкопроницаемые образцы с поровым типом пустотного пространства не приводит к увеличению проницаемости в результате низкой скорости проникновения кислоты в породу.

Хотя скорость растворения породы сульфаминовой кислотой в 2 – 2,5 раза ниже, чем для соляной кислоты, время интенсивного растворения породы сульфаминовой кислотой больше (12-20 мин для соляной кислоты, 30-40 мин для сульфаминовой кислоты).

Основываясь на результатах силовых стендовых испытаний полномасштабных образцов ЛОТ 178х14 и результатах лабораторных коррозионных испытаний алюминиевого сплава 1953Т1, НК «ЛУКОЙЛ» приняла решение изготовить и применить на скважине №15 Баяндского месторождения ООО «ЛУКОЙЛ-Кomi» опытную партию указанных труб.

Перед спуском эксплуатационной обсадной колонны (ЭК) на проектную отметку 4219м в открытый ствол 215,9мм, были выполнены сравнительные прочностные расчёты двух вариантов ЭК укомплектованных обсадными трубами из стали типа VA95SS, или трубами ЛОТ 178х14 из алюминиевого сплава 1953Т1. Результаты расчётов приведены в Таблице 3.

В январе 2011г. в скважину №15 Баяндского месторождения ООО «ЛУКОЙЛ-Кomi» была успешно спущена одной секцией на глубину 4219м и зацементирована одной ступенью обсадная ЭК, состоящая из алюминиевых обсадных труб ЛОТ 178х14 из сплава 1953Т1. Фрагмент спуска колонны приведен на Рис. 3. Кислотная обработка пласта была выполнена 15% раствором сульфаминовой кислоты.

По данным Пресс-Релиза НК «ЛУКОЙЛ» [3] суточный дебит нефти на скважине №15 достиг уровня 500 тонн, а экономическая эффективность только от замены стальных обсадных труб на алюминиевые превысила 7,0 миллионов рублей. Конечно, нельзя объяснить повышенный дебит скважины, который в несколько раз превысил дебит других скважин на данном месторождении, применением алюминиевой ЭК. Вероятно, это повышение явилось результатом обработки пласта раствором сульфаминовой кислоты.

Заключение.

Выполненные проектные работы, стендовые силовые испытания полномасштабных опытных образцов, лабораторные коррозионные испытания алюминиевого сплава и результаты промышленного внедрения опытной партии, показали полное соответствие разработанных алюминиевых обсадных ЛОТ 178х14 и насосно-компрессорных ЛНКТ 90х10,5 труб эксплуатационным требованиям при разработке нефтяных месторождений с повышенным содержанием сероводорода.

Вероятно, назрела необходимость предложить НК «ЛУКОЙЛ» выполнить запланированный мониторинг технического состояния алюминиевой ЭК у скважине №15, после её более чем двухлетней эксплуатации и решить вопрос о возможном тиражировании этой продукции.

Литература:

1. Алюминиевые обсадные трубы для работы в агрессивных средах./ В. С. Басович [и др.]. //Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2011. – №8. – С.2-5.
2. Нефтяные трубы из лёгких сплавов / Г.М. Файн [и др.] –М. Недра, 1980.
3. «ЛУКОЙЛ» внедряет передовые технологии строительства скважин/ Пресс-релиз ОАО «НК-ЛУКОЙЛ» от 08.04.2011г.

Аннотация

Строительство скважин в условиях высокого содержания сероводорода и углекислого газа сопряжено со значительными сложностями ввиду низкой коррозионной стойкости металла обсадных труб по отношению к скважинному флюиду. В статье представлены результаты разработки, стендовых и лабораторных испытаний и промышленного опробования легкосплавных обсадных труб ЛОТ 178х14 из алюминиевого сплава 1953Т1

Casing material low corrosive resistance relative to well fluid bring about large complications in well site construction in H₂S and CO₂ high content conditions. Development, laboratory tests, benchmark trials and field test results of aluminum alloy 1953T1 casing pipe LOT 178x14 introduced in this paper. 🔵