

Алюминиевая бурильная труба как оптимальный гидравлический проводник для бурения скважин со сверхбольшими отходами

И.А. Шевченко
технолог¹, аспирант²
shev-vanya@yandex.ru

Р.С. Райхерт
ассистент³
raykhert_roman@mail.ru

¹ООО «Газпром Добыча Шельф», Москва, Россия

²Технический нефтегазовый институт Сахалинский государственный университет, Южно-Сахалинск, Россия

³Российский Государственный Университет нефти и газа им. И. М. Губкина, кафедра «Бурение нефтяных и газовых скважин», Москва, Россия

Сегодня все большую роль играет общий вес буровой колонны, в зависимости от веса возрастают силы трения, больше усилия и напряженно-деформированное состояние колонны. Для глубокого, сверхглубокого и горизонтального бурения бурильные трубы из алюминиевых сплавов имеют преимущество перед стальными – вес колонны в несколько раз меньше. Применение алюминиевой бурильной трубы также позволяет исключить максимальные гидравлические потери в циркуляционной системе скважины с целью передачи импульсов к забойной телеметрии, так и с целью наилучшего выноса шлама на поверхность.

Материалы и методы
Анализ, исследование.

Ключевые слова
алюминиевая бурильная труба, материал труб, бурильная колонна, запас прочности, продольное усилие

При освоении морских нефтегазовых месторождений с помощью горизонтальных и многозабойных скважин на первый план выдвигаются проблемы, связанные условием обеспечения безаварийной проводки. Применение алюминиевых бурильных труб за счёт уменьшения веса бурильной колонны в буровом растворе позволяет в 1,5–2 раза снизить осевые усилия и крутящие моменты, необходимые для перемещения и вращения бурильной колонны. При этом коэффициент запаса прочности такой бурильной колонны в сопоставимых условиях, как правило, не ниже, чем у бурильной колонны той же длины, составленной из стальной бурильной трубы СБТ.

Выбор физико механических характеристик материала бурильных труб определяется конкретными геолого-техническими условиями бурения.

Основной характеристикой, во многом определяющей технико-экономические показатели проводки скважин является собственный вес колонны. Вес бурильной колонны — функция плотности материала бурильных труб, их геометрических параметров и глубины скважины. В буровом растворе происходит некоторое облегчение веса колонны, зависящее от соотношения плотностей материала бурильных труб и промывочной жидкости.

Материал, из которого изготавливаются бурильные трубы в первую очередь влияет на эксплуатационные характеристики бурильной колонны — удельную прочность, упругость и устойчивость к динамическим напряжениям в бурильной колонне.

При анализе перспективности применения тех или иных материалов бурильных труб удобно пользоваться понятием удельной прочности материала, которое определяется соотношением предела текучести к удельному весу материала, т.е. с учетом облегчения в промывочной жидкости [1, 2].

$$L = \sigma_y / n(\gamma_p - \gamma_f)$$

где: σ_y — предел текучести материала, γ_p и γ_f — удельные веса соответственно материала труб и промывочной жидкости n — коэффициент запаса прочности.

Удельная прочность материала имеет размерность длины и применительно к бурильной колонне характеризует предельную длину подвески одномерной бурильной колонны, при которой напряжения в точке подвеса достигают максимально допустимых значений.

Наибольшую длину подвески имеют алюминиевые бурильные колонны.

Важнейшими характеристиками материала бурильных труб являются модуль продольной упругости E и модуль сдвига G , оказывающие существенное влияние на напряженно-деформированное состояние бурильной колонны.

Бурильная колонна при ее вращении испытывает знакопеременные напряжения изгиба, которые достигают высоких значений

особенно при проходке наклонных и горизонтальных скважин. Переменная составляющая напряжений изгиба в теле трубы определяется из выражения:

$$\sigma_b = \pi^2 E d f_0^2 / 4 L^2 0$$

где: $f_0 = (D_0 - d) / 2$ — стрела прогиба

d — диаметр бурильных труб,

D_0 — диаметр скважины,

L_0 — длина полуволны изогнутой оси колонны.

При неизменных геометрических параметрах напряжения изгиба для ЛБТ будут почти в 3 раза меньше, чем для СБТ. На рисунке приведены результаты вычислений напряжений изгиба для СБТ, ЛБТ и ТБТ при изменении диаметра скважины, которые показывают на существенные преимущества ЛБТ в сравнении с СБТ.

Величина модуля продольной упругости материала бурильных труб играет решающую роль при прохождении колонной искривленных участков ствола скважины в процессе бурения. Чем меньше абсолютное значение E , тем легче бурильная колонна вписывается в искривленный ствол скважины и тем меньше возникающие в ней напряжения изгиба, которые определяются по формуле:

$$\sigma_b = dE / 2\rho$$

где ρ — радиус искривления ствола скважины.

Следовательно, при бурении скважин с большими интенсивностями искривления предпочтение следует отдать бурильным трубам из материалов с меньшим модулем упругости — алюминиевые трубы [3, 4].

Ниже приведены результаты прочностных и гидравлических расчётов по выбору рациональной компоновки бурильной колонны (БК) для бурения скважины общей протяжённостью 12345 м с побережья под водной преградой.

Расчёты проводились согласно модели, ввиду которой бурение скважины осуществляется с помощью буровой установки «Ястреб» под заданным углом, оснащённой верхним гидроприводом, с помощью которого создаётся «толкающее» БК усилие и вращающий момент, позволяющий вести роторное бурение скважины.

Расчёты выполнены с применением разработанной ЗАО «Акватик»-группа компаний «Weatherford», специализированной компьютерной программы 3-DDT.

Общие требования к выбору профиля ствола совмещённых скважин.

- Расчётный профиль должен иметь суммарную полную длину 12345 м при глубине скважин по вертикали — до 400 м;
- Радиус кривизны должен обеспечивать проходимость системы RSS и бурильных труб.
- Уровень изгибных напряжений в бурильных трубах с учётом сжимающих нагрузок и трения должен обеспечить возможность бурения горизонтальных стволов до проектной отметки.

Так как наихудшей вписываемостью в профиль ствола, вследствие большой жёсткости и длины, обладает роторная управляемая система RSS, подбор рациональной интенсивности набора кривизны стволов подбирался по параметрам RSS [5].

Согласно рекомендаций [3], оценка минимального радиуса искривления ствола R_{\min} , обеспечивающего проходимость принятой для бурений RSS в стволе, может быть выполнена с помощью формулы [6]:

$$R_{\min} = 0.17 L^2 / (D_c - D_{RSS})$$

где: D_c ; D_{RSS} — диаметр ствола скважины и наружный диаметр RSS, м;
L — длина RSS

Имея ввиду, что $D_c = 0.445$ м, $D_{RSS} = 0.336$ м,

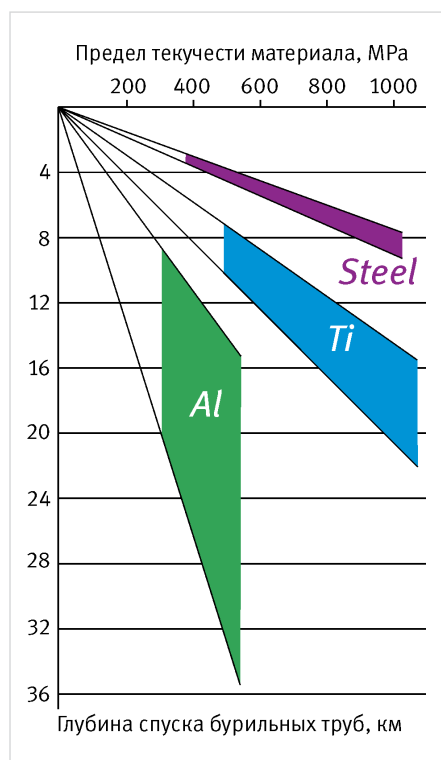


Рис. 1 — Удельная прочность одноразмерных буровых колонн из различных материалов

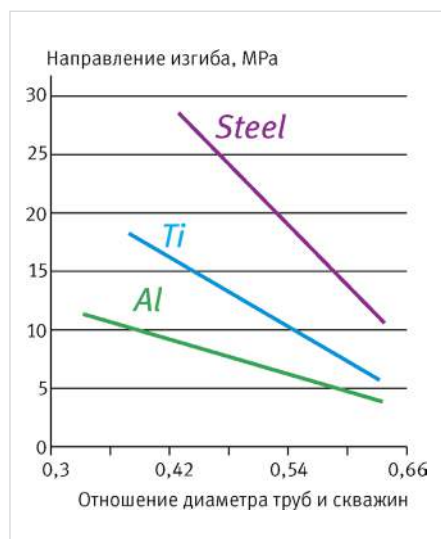


Рис. 2 — Изменение напряжений изгиба в нейтральном сечении буровой колонны диаметром 146 мм в скважинах различного диаметра

и $L = 12.5$ м., из формулы находим, что $R_{\min} = 243.7$ м.

С учётом 30% запаса вписываемости RSS и обеспечения требований к прочностным характеристикам буровых труб, в качестве расчётного был принят плоский J — образный профиль с углом наклона вышки — 6° и радиусом искривления $R = 350$ м, что соответствует интенсивности набора кривизны, равной $1.6^\circ/10$ м.

Принятый на основании вышеизложенных соображений расчётный совмещённый профиль представлен в графической части.

Общая длина ствола скважины — 12345 м.;

Глубина по вертикали — 400 м;

Интенсивность набора кривизны стволов — $1^\circ/10$ м;

Конструкция скважины представлена в таб. 1.

Коэффициенты трения в парах.

При расчётах на основании данных литературы были приняты следующие значения коэффициентов трения:

0.35 — в паре сталь-порода;

0.32 — в паре алюминиевый сплав-порода.

Режимы бурения

Для расчётов напряжённо-деформированного состояния буровой колонны и гидравлических потерь в циркуляционной системе скважины (ЦС) при бурении принимались следующие режимные параметры:

- Способ бурения: роторный;

№	Конструкция	Диаметр, мм	Интервал бурения	Номинальный диаметр скважины, мм
1	Направление	762	150	762
2	Кондуктор	406	400	609
3	Промежуточная	340	3500	445
4	Эксплуатационная	244	9500	311
5	Хвостовик	178	12345	216

Таб. 1 — Характеристики скважины

№ Секции	Типоразмер трубы	Материал трубы	Наружный диаметр трубы, мм.	Толщина стенки, мм.	Диаметр замка, мм.	Вес 1 м трубы в воздухе, н/м	Длина секции, м
Вариант S (стальная БК)							
1.		RSS + долото — 444,5; 311.1; 215,9		Сталь	213	—	—
2.		Труба стальная		S-135	139.7	9.17	190.5
Вариант A (комбинированная БК)							
1.		RSS + долото — 444,5; 311.1; 215,9	Сталь		213		—
2.			1953-T1		147,0		13,0

Таб. 2 — Основные технические характеристики рассмотренных компоновок

Перечень расчётных параметров БК при бурении скважины Р-01 на проектной отметке 11945 м	Вариант компоновки БК	
	S	A
1. Вес БК в буровом растворе, кН	3960	1650
2. Нагрузка на крюке, кН: — при бурении; — при подъёме БК.	-805.9 (сжатие) +1187 (растяжение)	-523.3 (сжатие) +456.5 (растяжение)
3. Крутящий момент на приводе вращения БК при бурении, кНм	176.0	83.8
4. Минимальный запас прочности ^{*)} БК по максимальному эквивалентному напряжению: — при бурении; — при подъёме БК.	12.56 17.05	9.66 18.76
5. Гидравлические потери в циркуляционной системе скважины, МПа	25.4	14.5
7. Минимальная скорость бурового раствора а кольцевом затрубном пространстве скважины, м/сек.	0.74	0.76

Таб. 3 — Сравнительные данные расчёта буровой колонны, потерь давления в циркуляционной системе

- Нагрузка на долото: 80 кН;
- Момент сопротивления на долоте: 2,0 кН х М;
- Механическая скорость бурения: 30 м/час;
- Число оборотов бурильной колонны: 80 об/мин;
- Тип бурового раствора: бентонитовый, на водной основе;
- Расход бурового раствора: 45 л/сек;
- Плотность бурового раствора: 1050 кг/м³;

Варианты компоновок бурильной колонны.

Скважина имеет полную длину 12345 м, и далее рассматривается напряжённо-деформированное состояние БК применительно к условиям бурения данной скважины.

Сопоставлялись две компоновки бурильной колонны:

- Стальная компоновка (вариант-S), составленная из стандартных импортных стальных бурильных труб 139.7х9.17 мм из высокопрочной стали S-135;
- Легкосплавная компоновка (вариант А), составленная из разработанных ЗАО «Акватик» алюминиевых бурильных труб повышенной надёжности марки LAIDP-147х13Р, изготовленных из алюминиевого сплава Д16Т.

С целью повышения продольной устойчивости, а также для снижения износа тела трубы при роторном бурении, что особенно актуально при бурении длинных горизонтальных

стволов, трубы LAIDP-147х13Р оснащены протекторным утолщением в центре [3, 7].

Основные технические характеристики рассмотренных компоновок для расчёта стальной и легкосплавной бурильной колонны при бурении долотами диаметром 444,5; 311,1; 215,9 мм приведены в таб. 2 и 3.

Сравнительные данные расчёта бурильной колонны, а также потерь давления в циркуляционной системе по представленным в таб. 2 вариантам компоновок, приведены в таб. 3.

Запас прочности бурильной колонны определяется как отношение минимального предела текучести материала трубы к максимальному эквивалентному напряжению, действующему в рассматриваемом сечении бурильной колонны.

На рис. 3–6 проиллюстрированы расчётные распределения вдоль бурильной колонны действующих и допустимых по условиям прочности вращающего момента при бурении и продольного усилия при подъёме бурильной колонны для вышеупомянутых вариантов S и А компоновок бурильной колонны соответственно.

Допустимые значения, как продольного усилия, так и вращающего момента, соответствуют развитию в теле трубы эквивалентных напряжений, составляющих 80% от предела текучести материала трубы.

С целью повышения продольной устойчивости, а также для снижения износа тела трубы при роторном бурении, что особенно актуально при бурении длинных горизонтальных стволов, трубы LAIDP-147х13Р оснащены протекторным утолщением в центре.

К концам трубной заготовки на специальной трапецеидальной резьбе ТТ-138 с использованием «температурной» сборки по технологии ЗАО «Акватик» присоединены стальные элементы замка: ниппель и муфта, оснащённые замковой резьбой 3-147(5½)''-FH.

Итоги

Применение алюминиевых бурильных труб в составе компоновки А по сравнению со стальной компоновкой S, при бурении горизонтальной скважины длиной 11945 м, обеспечивает за счёт облегчения бурильной колонны и уменьшения сил трения, снижение основных показателей работы с буровой колонной:

- собственного веса бурильной колонны в буровом растворе — в 2,4 раза;
- крутящего момента на приводе вращения БК при бурении — в 2,1 раза;
- растягивающей нагрузки на крюке при подъёме инструмента — в 2,6 раза;
- сжимающей нагрузки на крюке при бурении — в 1,54 раза.

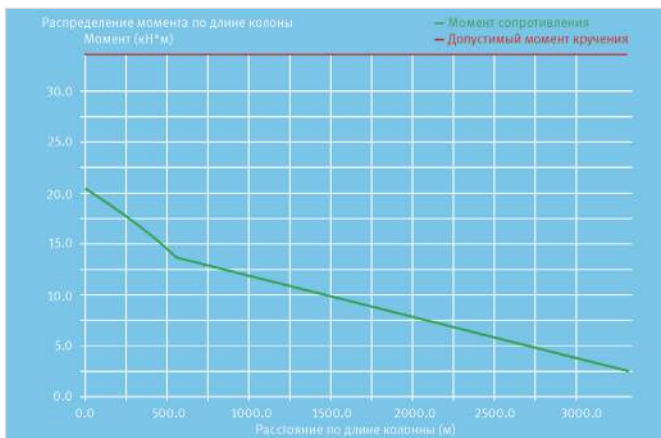


Рис. 3 — Распределение крутящего момента вдоль БК при бурении на отметке 11945 м (Компоновка БК, составленная из алюминиевых бурильных труб LAIDP-147х13Р)

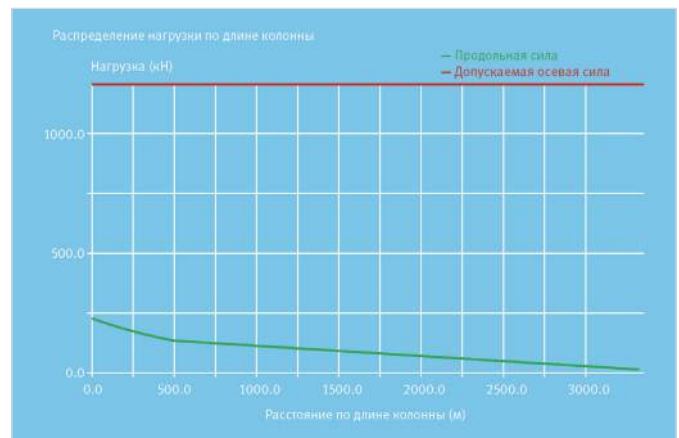


Рис. 4 — Распределение продольного усилия вдоль БК при подъёме труб с отметки 11945 м (Компоновка БК, составленная из алюминиевых бурильных труб LAIDP-147х13Р)

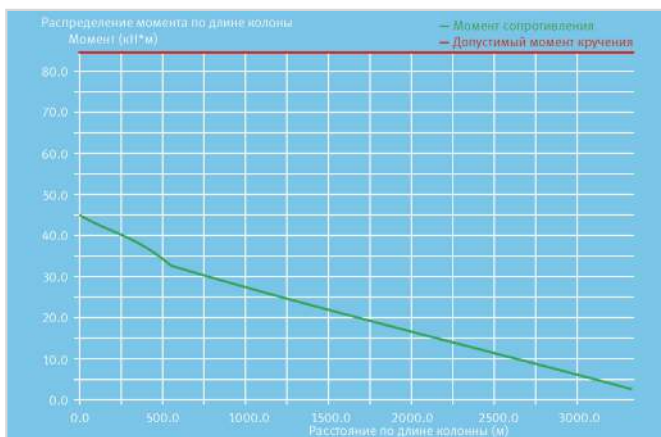


Рис. 5 — Распределение крутящего момента вдоль БК при бурении на отметке 11945 м (Компоновка БК, составленная из стальных бурильных труб)

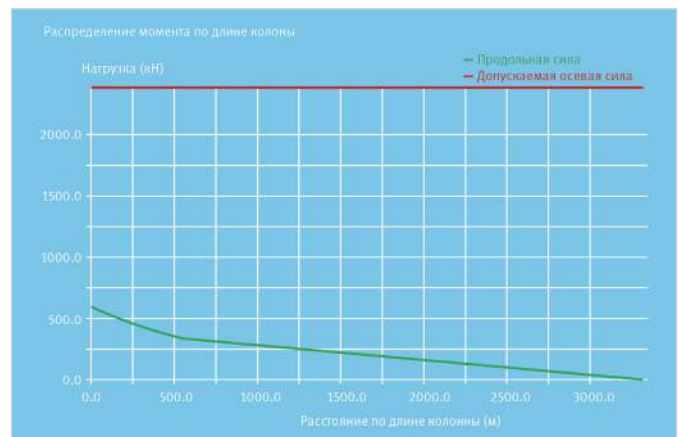


Рис. 6 — Распределение продольного усилия вдоль БК при подъёме труб с отметки 11945 м (Компоновка БК, составленная из стальных бурильных труб)

Выводы

При этом минимальный запас прочности у комбинированной БК, как в процессе бурения, так и при подъёме инструмента, оказался выше нормативного, равного 1.2 и примерно одинаковым со стальной колонной. Гидравлические потери в циркуляционной скважине при использовании компоновки А оказались на 10.9 МПа меньше, чем для

компоновки S.

Сопоставление полученных расчётных показателей с силовыми параметрами принятой для бурения скважины P-01 буровой установки показывает, что для бурения стальной компоновкой буровая установка будет затрачивать больше энергии, как в части грузоподъёмности, так и в части привода вращения ротора.

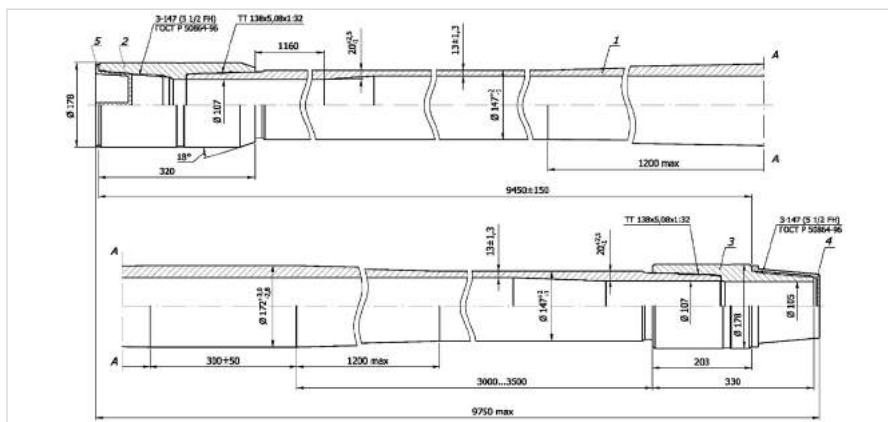


Рис. 7 — Общий вид легкосплавной буровой трубы LAIDP-147x13P, 1953T1.

Список

используемой литературы

1. Будников В.Ф., Булатов А.И., Петерсон А.Я., Шаманов С.А. Контроль и пути улучшения технического состояния скважин. Москва: Недра, 2001.
2. Басович В.С., Гельфгат М.Я., Файн Г.М. Состояние и перспективы применения изделий из алюминиевых сплавов в нефтегазодобывающей отрасли // Бурение и нефть. 2003. Апрель.
3. Кульчицкий В.В., Калинин А.Г. Естественное и искусственное искривление скважин // РГУ Нефти и газа. 2006.
4. Шаков В.И., Трифель М.С., Ахмедов Г.М. Применение и защита от коррозии алюминия и его сплавов в морских нефтепромысловых сооружениях. М: ВНИОЭНГ. 1971.
5. Файн Г.М. и др. Нефтяные трубы из легких сплавов. М: Недра, 1990.
6. Файн Г.М., Штамбург В.Ф., Данелянц С.М. Нефтяные трубы из легких сплавов. М: Недра, 1990.
7. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. Куйбышев: ВИНнефть, 1989.

ENGLISH

DRILLING

Aluminum drill pipe as optimum hydraulic conductor for the drilling longest wells

UDC 622.24

Authors:

Ivan A. Shevchenko — technologist¹, graduate student², shev-vanya@yandex.ru

Roman S. Raykhert — assistant³, raykhert_roman@mail.ru

¹Gazprom добыча Shelf, Moscow, Russian Federation

²Technical Institute of Oil and Gas Sakhalin State University, Yuzhno-Sakhalinsk, Russian Federation

³Gubkin Russian State University of Oil and Gas, Department of "Oil and gas wells", Moscow, Russian Federation

Abstract

Lately almost universally complicated drilling conditions. Increased drilling depth, started to drill horizontal wells with a large deviation from the vertical.

Today an increasingly important role played by the total weight of the drill string, depending on the weight increase of the friction force, more effort and stress-strain state of the column. For deep, ultra-deep drilling and horizontal drilling pipes of aluminum alloys have an advantage over steel - the weight of the column is several times smaller. Use of aluminum drill pipe also avoids the maximum flow resistance in the circulation system of the well in order to transmit impulses to downhole telemetry and to best removal of cuttings to the surface.

Materials and methods

Analysis, research.

Results

Use of aluminum drill pipe comprising A composition as compared with the arrangement of steel S, when the drilling of horizontal wells 11,945 m in length provides relief through the drill string and reduce friction forces, reducing the performance of the core with the drill string:

- Its own weight of the drill string in the drilling mud — 2.4 times;
- The torque on the drive rotation BC when drilling — 2.1 times;
- A tensile load on the hook when lifting tool — 2.6 times;
- Compressive load on the hook when drilling — 1.54 times.

Conclusions

The minimum margin of safety combined BC, as in the drilling process, and when lifting tool was higher standard, equal to 1.2 and about the same with a steel column.

Hydraulic losses in the circulation wells using Layout A were 10.9 MPa less than to build S.

Comparison of the calculated indices with power parameter has adopted for drilling wells P-01 rig shows that for steel drilling rig layout will expend more energy, both in terms of carrying capacity, and the rotation of the rotor of the drive.

Keywords

aluminum drill pipe, pipe material, the drill string, margin of safety longitudinal force

References

1. Budnikov V.F., Bulatov A.I., Peterson A.Ya., Shamanov S.A. *Kontrol' i puti uluchsheniya tekhnicheskogo sostoyaniya skvazhin* [Control and ways to improve the technical condition of the wells]. Moscow: Nedra, 2001.
2. Basovich V.S., Gel'fgat M.Ya., Fayn G.M. *Sostoyanie i perspektivy primeneniya izdeliy iz alyuminiyevykh splavov v neftegazodobyvayushchey otrasli* [Status and prospects of production of aluminum

alloys in the oil and gas industry]. *Burenie i nef't*, 2003. April.

3. Kul'chitskiy V.V., Kalinin A.G. *Estestvennoe i iskusstvennoe iskrivlenie skvazhin* [Natural and artificial bending wells]. *RGU Nefti i gaza*. 2006.
4. Shakov V.I., Trifel' M.S., Akhmedov G.M. *Primenenie i zashchita ot korrozii alyuminiya i ego splavov v morskikh neftepromyslovyykh sooruzheniyakh* [Application and corrosion protection of aluminum and its alloys in offshore oil installations]. Moscow:

VNIIOENG, 1971.

5. Fayn G.M. i dr. *Neftnyanye trubyy iz legkikh splavov* [Oil pipes and other light alloys]. Moscow: Nedra, 1990.
6. Fayn G.M., Shtamburg V.F., Danelyants S.M. *Neftnyanye trubyy iz legkikh splavov* [Oil pipes of light alloys]. Moscow: Nedra, 1990.
7. *Instruktsiya po raschetu obsadnykh kolonn dlya neftyanykh i gazovykh skvazhin* [Instructions for calculation of casing for oil and gas wells]. Kuybyshev: VINneft', 1989.