

**Николай А. Дудля\*, В.М. Кондратенко\*\*, Г.Н. Кириченко\*\***

### **НОВЫЕ МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ БУРЕНИЯ, ДОБЫЧИ И ТРАНСПОРТИРОВКИ УГЛЕВОДОРОДОВ И ПОВЫШЕНИЯ РЕСУРСА БУРОВЫХ НАСОСОВ**

Научно-технический прогресс связан, прежде всего, с созданием и внедрением новых материалов с комплексом физико-механических и эксплуатационных свойств, отвечающих современным требованиям надежной работы оборудования в различных условиях.

В области геологии использование достижений новых наукоемких технологий производства сплавов и композиционных материалов эффективно для изготовления обсадных, бурильных, насосно-компрессорных труб, трубопроводов, работающих в условиях воздействия низких температур, поверхностно-активных сред, содержащих сероводород, для изготовления деталей цилиндропоршневой группы буровых насосов, повышающих их ресурс работы.

При разведке и эксплуатации месторождений на надежность оборудования во время его эксплуатации влияет большое количество изменяющихся факторов.

При бурении и эксплуатации пластов с высокой концентрацией сероводорода частое разрушение труб происходит из-за питтинговой коррозии и сульфидного растрескивания. Скорость разрушения металла труб зависит от общего давления, температуры и скорости движения коррозионной среды, концентрации и парциального давления  $H_2S$ . Считается, что уже при концентрации сероводорода около 0,001% возможна сероводородная коррозия, которая в условиях циклического нагружения способствует усталостному разрушению металлов [1, 7, 10].

Легирующие добавки в стали приводят к изменению структуры металла и его механических свойств его и по данным Г.М. Уайда и Р.Т. Аулта оказывают различное влияние на сульфидное коррозионное растрескивание сталей. Добавки Mn, Si, Ti, Ni в количестве более 1% по массе приводят к уменьшению сульфидного коррозионного растрескивания высокопрочных сталей.

---

\* Национальный Горный Университет, Днепропетровск

\*\* Днепропетровское отделение Украинского Государственного геологоразведочного института

Большинство рекомендаций указывает на то, что при сероводородной коррозии сталь должна обладать твердостью по шкале Роквелла не выше 22 единиц. Вводится пороговое напряжение  $\delta_n$ , указывающее при каких рабочих напряжениях данная сталь в конкретных условиях не подвергается сульфидному коррозионному разрушению. Для одних сталей это напряжение составляет 65÷80% предела текучести  $\delta_t$ , для других –  $\delta_n = \delta_t$ .

Для повышения стойкости буровых труб в поверхностно-активных средах используют коррозионно-стойкие сплавы или неметаллические материалы. Применение неметаллических труб сдерживается проблемой их соединения, а массовое использование коррозионно-стойких сталей связано с высокой стоимостью и определяется экономической целесообразностью их применения. Стоимость одной тонны стандартных труб составляет 600–700 \$. При содержании хрома от 13% до 25% цена повышается до 3000–4000 \$ [12].

Из неметаллических материалов для изготовления труб стойких к углекислому газу и сероводороду применяется стекловолокно, используются пластиковые покрытия на основе фенольных и эпоксидных смол, полиуретана. Срок службы труб с покрытием увеличивается в десятки раз [2].

При выборе коррозионно-стойких сталей решающее значение имеет цена материала и экономическая эффективность его применения. Несмотря на то, что коррозионно-стойкие стали дороже углеродистых, но с учетом обслуживания и продолжительности эксплуатации трубопроводов, надежности работы буровых и обсадных труб, особенно при бурении глубоких скважин, они имеют преимущества. При использовании коррозионно-стойких сталей не нужно предусматривать увеличение стенки трубы на коррозию металла, применять ингибиторы, дополнительную коррозионно-стойкую обработку поверхности труб и другие мероприятия. Кроме того, исключается остановка работающих предприятий при замене труб или трубопроводов [2].

В странах ЕС в 1998 г. введено ограничение на применение противокоррозионных ингибиторов при транспортировке нефти по трубопроводам по соображениям экологической опасности. Это обстоятельство ограничивает или исключает возможность применения труб из углеродистых и низколегированных сталей.

В последние десятилетия разработаны новые технологии изготовления различного вида металлопроката с заданными свойствами, электросварных труб с использованием лазерной сварки.

Использование новых материалов вызвано необходимостью повышения скорости проходки скважин, более интенсивным режимам работы бурового оборудования.

Созданная улучшенная сталь 20 по данным промысловых испытаний, проведенных ВНИИТнефть в течение трех лет обладает коррозионной стойкостью в 3–4 раза выше обычных сталей [3].

Низколегированные стали 08ХМЧА и 06ХІФ имеют более высокие показатели сопротивления коррозии, чем улучшенная сталь 20, но цена труб из этих сталей с повышенной надежностью на 30÷40% больше.

**Таблица 1**  
Анализ аварий бурильных труб и их соединений

Вид аварий	Укрнефть		Белорусьнефть	
	Всего аварий	Удельный вес по видам [%]	Всего аварий	Удельный вес по видам [%]
Слом СБТ по трубной резьбе	26	15,7	112	62
Слом ЛБТ по трубной резьбе	8	4,8		
Слом СБТ по телу	18	10,8	25	13,8
Слом ЛБТ по телу	32	19,3		
Поломки замков по ниппелю	11	6,6	13	7,2
Поломки УБТ по ниппелю или муфте	44	26,5	15	8,3
Срыв трубной резьбы СБТ	–	–		3,2
Срыв замкового соединения	12	7,3	6	
Срыв трубной резьбы ЛБТ	11	6,6		
Размыв замковой резьбы	5	2,4		
Слом УБТ по проточке под элеватор	–	–	10	5,5
ИТОГО	167		181	

Анализ причин аварий бурильных труб, выполненный ВНИИТнефть в объединениях Укрнефть и Беларусьнефть при глубине разведочных и эксплуатационных скважин 325÷6000 м с использованием следующих конструкций бурильных колонн:

- УБТ диаметром 203 мм, долото диаметром 295 мм (50÷60 м),
- ЛБТ диаметром 147х11 и Д16Т (1300 м),
- СБТ диаметром 140х10 мм «Д» (1200 м),
- СБТ ф 140×10 мм «Д» (650 м),
- СБТ ф 140×10 мм «К» (550 м),
- СБТ ф 140×10 мм «Е», «Л» (700 м),

приведен в таблицы 1 [4].

Поломки стальных и легкосплавных бурильных труб по трубной резьбе в объединении «Укрнефть» составляют 20,5% от общего числа аварий. Разрушение труб происходит по полному витку сопряжения резьбы труба–замок и носит явно выраженный коррозионно-усталостный характер и обусловлено действием переменных циклических нагрузок в сочетании с концентрацией напряжений во впадинах резьбы и поверхностно-активным влиянием бурового раствора и пластовых вод.

В объединении «Белорусьнефть» усталостные поломки СБТ по трубной резьбе составляли 62% от общего числа аварий. Высокий процент коррозионно-усталостных поломок бурильных труб по трубной резьбе объясняется присутствием в геологическом разрезе солевых комплексов (интервал 1500÷2500 м), повышающих минерализацию бурового раствора, что способствует образованию каверн в металле.

Химический анализ буровых растворов, полученных с различных глубин и различных геологических площадей показывает, что концентрация ионов хлора изменяется в пределах от 2 до 70 г/л. Усредненный показатель – 30 г/л, что эквивалентно 3% содержанию NaCl в буровом растворе. Как показали исследования, коррозионно-усталостная прочность стали по мере увеличения концентрации NaCl снижается [10].

Усталостную прочность элементов бурильных колонн на воздухе и в среде буровых растворов исследовали на сталях 45, 40Х, 40ХН, 40ХН2МА, 20ХГ2Б, сплаве Д16Т и титане ВТ1-0 [6].

Сталь марки 40ХН обладает весьма низкой чувствительностью к концентрации напряжений и может быть рекомендована для изготовления ответственных тяжело нагруженных деталей бурильной колонны, например замков.

Наиболее высокими показателями коррозионно-усталостной прочности обладают образцы из титана.

Исследования поверхности резьбового соединения после разрушения бурильных труб в процессе испытания на воздухе показали, что на рабочих поверхностях резьбы имеются следы фреттинг-коррозии и питтинги с выходящими из них микротрещинами. трещины зарождаются не у дна резьбовой впадины, а несколько выше, в месте касания вершины витка резьбы замка с боковой поверхностью витка резьбы трубы. Зародившаяся трещина в процессе эксплуатации под действием напряжений растяжения-сжатия распространяется в глубь сечения трубы, перерастает в магистральную трещину и приводит к разрушению бурильной трубы.

В коррозионной среде возникает значительно большее количество трещин, чем при обычном усталостном повреждении металла, что связано с фреттинг-коррозией и электрохимическим повреждением стали.

Кроме питтингов и субмикротрещин на циклическую прочность бурильных труб влияет щелевая коррозия. При изгибе бурильной труба в соединении труба-замок образуется щель. Доступ кислорода в эту щель затруднен, поэтому создается пара дифференциальной аэрации и возникает разность потенциалов на участках с различным количеством кислорода. Анодом служит металлическая поверхность резьбы, находящаяся в зазоре, а катодом – металл, свободно омываемый буровым раствором [10]. Щелевая коррозия активизируется контактным циклическим трением в резьбе в результате депассивации металла, что приводит к снижению до 40% выносливости бурильных труб в рабочей среде.

В связи с интенсификацией разработки нефтяных и газовых месторождений, расположенных в условиях с суровым климатом и низкими температурами, а также в связи с тенденцией к увеличению глубины проходки скважин непрерывно растет потребность в высокопрочных трубах нефтегазового сортамента с повышенной ударной вязкостью при низких температурах.

Фирмой Kawasaki Steel (Япония) разработана технология производства высокопрочных сварных труб из высококачественных сталей с использованием современной технологии сварки и создания мелкозернистой структуры стали за счет процесса контролируемой прокатки или закалки и отпуска при индукционном нагреве [8]. Фирма выпускает обсадные, насосно-компрессорные трубы и трубы для магистральных трубопроводов общего и специального назначения (низкие температуры, высокое напряжение) из сталей с содержанием  $C \leq 0,43\%$ ,  $Si \leq 0,45\%$ ,  $Mn \leq 1,90\%$ ,  $P \leq 0,040\%$ ,  $S \leq 0,060\%$ ,  $Ni \leq 0,25\%$ ,  $Ca \leq 0,35\%$ .

Снижение содержания серы и фосфора в стали способствует повышению ударной вязкости, снижению разницы значений ударной вязкости продольных и поперечных образцов.

Повысить конструкционную прочность труб для магистральных трубопроводов для транспортировки газа можно путем использования сталей со сверхнизким содержанием углерода и их термомеханической обработкой.

**Таблица 2**  
Типичные составы сталей СНУБ разных классов

Сталь	Класс	C	Si	Mn	P	S	Ni	Nb	Ti	B	C <sub>э</sub> <sup>1)</sup>	P <sup>2)</sup> <sub>см</sub>
UB-1	X65	0,02	0,14	1,59	0,018	0,003	–	0,04	0,017	0,001	0,29	0,11
UD-2	X65	0,03	0,16	1,61	0,016	0,003	0,17	0,05	0,016	0,001	0,31	0,12
UB-3	X70	0,03	0,14	1,91	0,018	0,003	–	0,05	0,018	0,001	0,34	0,14
UB-4	X70	0,01	0,15	1,87	0,022	0,007 <sup>3)</sup>	–	0,04	0,020	0,001	0,32	0,11
UB-5	X80	0,02	0,26	1,95	0,022	0,003	0,38; Mo 0,31	0,04	0,019	0,001	0,43	0,16

<sup>1)</sup>  $C_{\text{э}} = C + (Mn/6) + ((Cr + Mn + V)/5) + ((Ni + Cu)/15)$

<sup>2)</sup>  $P_{\text{см}} = C + ((Mn + Cu + Cr)/20) + Si/30 + V/10 + Mo/15 + Ni/60 + 5B$

<sup>3)</sup> Высокое содержание серы

Созданные Nippon Steel Corporation стали для труб газопроводов со сверхнизким содержанием углерода с бейнитной структурой (СНУБ), получаемые путем контролируемой прокатки, приведены в таблицы 2, а их механические свойства в таблицы 3 [13].

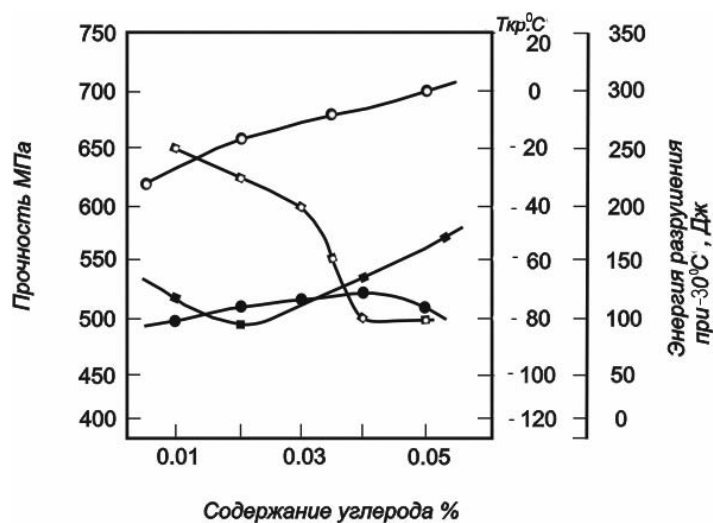
Снижение в стали содержания углерода обеспечивает высокую вязкость при низких температурах и повышение прочности, хорошую свариваемость благодаря низкому углеродному эквиваленту, а также повышение вязкости в зоне термического влияния сварного соединения (рис. 1). Высокие показатели динамических свойств стали со сверхнизким содержанием углерода обеспечиваются за счет измельчения зерна путем легирования ниобием и введением мелкодисперсных частиц нитридов титана TiN.

**Таблица 3**  
Механические свойства сталей СНУБ труб

Сталь	Класс	Размер трубы [мм]	Свойства при растяжении <sup>1)</sup>				Энергия разрушения при -20°C, [Дж]	В [%] <sup>2)</sup>
			$\delta_m$ [Мпа]	$\delta_e$ [Мпа]	$\delta_5$ [%]	$\delta_{0,2}/\delta_e$ [%]		
UB-1	X65	1420×16	500	583	42	85	369	100
UD-2	X65	1220×25	493	602	45	82	324	95
UB-3	X70	1420×20	542	641	42	85	206	100
UB-4	X70	762×22	551	622	41	89	159	98
UB-5	X80	1420×20	653	732	33	89	178	100

<sup>1)</sup> Образцы поперечные

<sup>2)</sup> Доля волокнистой составляющей в изломе при -20°C [%].



**Рис. 1.** Влияние содержания углерода на предел текучести (°), предел прочности (□), энергию разрушения (●), температуру перехода стали в хрупкое состояние (■) при 50% вязкого излома стали, содержащей 1,75% Mn, 0,04% Nb, 0,18% Mo, 0,01% Ti, 0,001% В [13]

В настоящее время созданы супермартенситные, двухфазные, супердвухфазные нержавеющие стали, изготавливаемые по стандарту ISO 13680 «Химическая и газовая промышленность (табл. 4) Стальные бесшовные трубы из коррозионностойкого сплава для применения в качестве обсадных, насосно-компрессорных и соединительных муфт. Технические условия поставки».

**Таблица 4**

Химический состав коррозионностойких сталей со сверхнизким содержанием углерода [15]

Тип стали			Химический состав [%]				
Группа	Структура	Категория	C	Cr	Ni	Mo	N
1	Мартенсит	13-5-2	0,02	13	5	2	
	Мартенсит	15-2-1	0,1	15	1,5	0,5	0,08
	Мартенсит/феррит	13-1-0	0,03	13	0,5		0,01
2	Двухфазные аустенитно-ферритные	22-5-3	0,02	22	5	3	0,18
		25-7-3	0,02	22	7	3	0,018
	Супер двухфазные аустенито-ферритные	25-7-4	0,02	25	7	3,8	0,27
3	Аустенитные на Fe основе	27-31-4	0,02	27	31	3,5	
		25-32-3	0,02	25	32	3	
4	Аустенитные на Ni основе	21-42-3	0,02	21	42	3	
		22-50-7	0,02	22	50	7	
		22-50-6	0,03	25	50	6	
		22-50-9	0,01	20	54	9	Fe = 4
		15-60-16	0,01	15	60	16	W = 17

Приведенные данные позволяют расширить области использования труб из коррозионностойких сталей со сверхнизким содержанием углерода, в частности для бурения скважин, для применения электросварных труб в качестве обсадных.

Анализ механических свойств труб из существующих марок сталей и новых коррозионностойких сплавов со сверхнизким содержанием углерода показывает, что трубы из новых марок сталей по прочностным свойствам соответствуют или превышают свойства труб из сталей групп прочности «Д», «К», «Е», «Л», «М» (табл. 5) при этом пластические свойства и коррозионная стойкость их превышают существующие показатели.

Стабильная и надежная работа по проходке скважин существенно зависит от надежной работы буровых насосов, в частности, от цилиндропоршневой группы. Особенно эффективно применение для таких узлов и деталей композиционных материалов [5].

В биметаллических цилиндрических втулках насоса повышенная износостойкость достигается за счет содержания карбидов хрома твердостью 180 МПа или других карбидов высокой твердости, тогда как используемая сталь 70, закаленная токами высокой частоты позволяет получать твердость не превышающую 80 МПа (твердость цементита). Кроме того, карбиды железа существенно более хрупки, чем карбиды хрома.

**Таблица 5**  
Механические свойства сталей бурильных труб

Наименование показателя	Группа прочности стали					Коррозионностойкие стали (категории) ISO 13680 [15]							
	Д	К	Е	Л	М	13-1-0			25-7-4				
						Марка			Марка				
						80	95	110	80	90	110	125	140
Временное сопротивление, $\sigma_s$ [МПа], не менее	638	687	699	758	862	655	725	825	760	790	860	895	1000
Предел текучести, $\sigma_m$ [МПа], не менее	373	491	552	654	758	550	650	760	550	620	760	860	965
Относительное удлинение, не менее	16	12	12	12	12	-	-	-	20*	20*	12*	10*	9*
$\delta_5$ [%]	12	10	10	10	10	-	-	-	20*	20*	12*	10*	9*
$\delta_{10}$ [%]													

При взаимодействии с содержащимися в буровом растворе зернами горных пород, например кварца твердостью 115 МПа, более высокая твердость карбидов хрома, прочно закрепленных в основном материале, придает повышенную износостойкость внутреннему рабочему слою биметаллической цилиндрической втулки.

Внутренний износостойкий слой биметаллической цилиндрической втулки ВІVБ, изготовленный из сплава 95Х18, в статических условиях в среде бурового раствора корродирует со скоростью 0,003 мм/год, а сталь 70±0,3 мм/год, что в 100 раз медленнее [5].

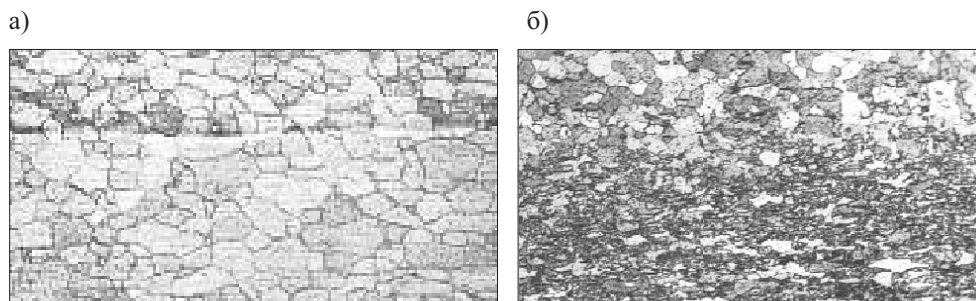
Увеличение ресурса цилиндропоршневой группы бурового насоса уменьшает время на проходку скважины и затраты на непроизводительный тяжелый ручной труд буровой бригады на замену деталей цилиндропоршневой группы.

Дальнейшее повышение конструкционной прочности бурового оборудования возможно путем использования новых наукоемких технологий производства литых металлических композиций. В основе созданной технологии заложено сохранение высоких коррозионных свойств поверхностных слоев и, в зависимости от назначения изделий, повышенной прочности или пластичности внутреннего слоя.

Трубы из многослойной коррозионностойкой стали состоят из двух поверхностных и внутреннего слоев.

Для использования в качестве обсадных труб и трубопроводов при бурении скважин на полезные ископаемые, в состав которых входят поверхностно-активные вещества и для их транспортировки, эффективно использовать хромистые коррозионностойкие композиции сталей ферритного или ферритного и феррито-мартенситного классов, структурное состояние (рис. 2).





**Рис. 2.** Микроструктура плоского проката для изготовления электросварных труб из композиции хромистых сталей: а) феррит + феррит (с меньшим содержанием карбидов); б) феррит + феррито-мартенсит

Поверхностный слой проката состоит из феррита и его карбидов, а внутренний слой из феррита и меньшего содержания карбидов (рис. 2а). В этом случае прокат имеет повышенные пластические свойства. С повышением содержания углерода во внутренней зоне композиции формируется вторая фаза и при охлаждении из области температур аустенитного состояния стали структура состоит из феррита превращения из аустенита и мартенсита (рис. 2б). В зависимости от скорости охлаждения в структуре содержится различное количество высокопрочной фазы – мартенсита (табл. 6). Варьируя скоростью охлаждения проката, можно получать в структуре стали различное количество мартенсита, а следовательно и различную прочность проката [14].

**Таблица 6**

Химический состав и механические свойства плоского проката толщиной 1,2 мм для изготовления электросварных труб

Содержание химических элементов [%]				Толщина поверхностного слоя [мм]		Механические свойства		
C	Cr	Ni	Ti	[мм]	[%%]	$\delta_b$ [Н/мм <sup>2</sup> ]	$\delta_{t_1}$ [Н/мм <sup>2</sup> ]	$\delta_5$ [%]
0,08	17,8	0,21	0,75	0,141	11,8	465	320	47
0,08	13,7	0,15	0,67					
0,08	17,8	0,21	0,75	0,223	18,6	470	340	43
0,08	13,7	0,15	0,67					
0,08	17,8	0,21	0,75	0,249	20,8	470	335	42
0,08	13,7	0,15	0,67					
0,08	18,0	0,59	1,0	0,23	19,6	610	400	35
0,12	12,0	0,30	0,34					

Для транспортировки питьевой и минеральной воды изготовлены электросварные трубы размером 33 × 1,2 мм.

После испытания труб на сплющивание, бортование, загиб трещин металла не обнаружено. Механические свойства электросварных труб из многослойного проката отвечают требованиям нормативно-технической документации.

Использование труб из коррозионностойких сталей для нефтегазопроводов увеличит в 5–8 раз срок безаварийной эксплуатации обсадных, насосно-компрессорных труб, трубопроводов, цилиндропоршневой группы буровых насосов, сокращает затраты на ремонтные работы и простои, улучшает экологию окружающей среды.

## ЛИТЕРАТУРА

- [1] Сурикова О.А., Луговская Е.Э., Потапов А.Г.: *Выбор бурильных, обсадных и насосно-компрессорных труб в условиях сероводородной агрессии*. Нефтяная промышленность. Серия бурения. Экспресс-информация. Зарубежный опыт. М.1985. Выпуск 17, 1–9
- [2] Кузнецов Е.Д., Марков Е.С.: *Обзор современных тенденций производства труб из коррозионностойких сталей и сплавов за рубежом*. Материалы второй международной научно-практической конференции по проблемам совершенствования производства и эксплуатации трубной промышленности. Трубокон. 2001 г. Днепропетровск, 125–133
- [3] Вахрушева В.С., Дергаз Т.А., Литинский Ю.Д., Северина Л.С.: *Разработка технологий, изготовлений и промысловые испытания опытной партии коррозионностойких нефтегазопроводных труб*. Материалы второй международной научно-практической конференции по проблемам совершенствования производства и эксплуатации трубной промышленности. Трубокон. 2001 г. Днепропетровск, 133–136
- [4] Отчет ВНИИТ нефть «Анализ эксплуатации и долговечности бурильных труб на предприятиях объединений «Укрнефть» и «Белорусьнефть»
- [5] Николич А.С., Шубин Ю.П., Косых В.В.: *Долговечные насосные компоненты из композиционных материалов – резерв бурения*. Экспресс-информация. Нефтяная и газовая промышленность. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. М. 1990, вып. 2, 29–34
- [6] Баштанников Л.А., Жолтков В.А.: *Классификация дефектов бурильных труб по степени опасности в области восьминиточной резьбы*. Экспрессинформация. Серия «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». М. 1990, вып. 7, 15–1
- [7] Sing A. K., Konli B.S., Wendt R.P.: *Handling hydrogen sulfide in drilling fluids*. World Oil, 1989, XI, vol. 209, m 5, 99–100, 99–103
- [8] Высокопрочные трубы нефтегазового сортамента фирмы Kawasaki Steel CERP. Проспект фирмы Kawasaki Steel, 1985 XI. Экспресс-информация. Серия «Бурение», зарубежный опыт, М. 1986, вып. 3, 25–2
- [9] Опыт бурения сверхглубокой добывающей скважины на месторождений Бич-Хон, США. Экспресс-информация. Нефтяная промышленность. Серия «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». Collins I.S. Graves I.R. The Bidhorn 1–5: 2500 ft Precambrian test in Central. Wgoming. SPE Driking Engineeing, 1989, vol. 4, No. 1, 13–16

- [10] Эванс Ю.Р.: *Коррозия и окисление металлов*. М. Машгиз, 1962
- [11] Северинчик Л.А. Копей Б.В.: *Долговечность и надежность геологоразведочных бурильных труб*. М. «Недра», 1979
- [12] North Sea exploration business potential Will reach 30,5 billion by 1990, "Noroil", 1985 March, p. 48–50. техника и технология г-р работ, организация производства. Экспресс информация ВИЭМС, зарубежный опыт, вып. 3, 1986
- [13] Накаси Х., Ёатсуда Х., Тамехира Х.: *Сверхнизкоуглеродистые бейнитные стали для трубопроводов*. Стали для газопроводных труб и фитингов. Сб. трудов конференции. М.: Металлургия, 1985, 108–117
- [14] Лейбензон В.А., Недопекин Ф.В., Кондратенко В.М., Мелихов В.М., Белоусов В.В., Дмитриев Ю.В.: *Затвердевание металлических композиций: производство и моделирование*. Донецк: ООО «Юго-Восток, Лтд», 2005, 231
- [15] ISO 13680:2000. *Petroleum and natural gas industries – Corrosion-resistant alloy seamless tubes for use as casing, tubing and coupling stock – technical delivery conditions*