Е.Ю. Липатов, канд. техн. наук, доцент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», Тюменский государственный нефтегазовый университет; **В.В. Долгушин**, докт. техн. наук, доцент, директор Института промышленных технологий и инжиниринга, Тюменский государственный нефтегазовый университет; **О.А. Набоков**, Главный специалист по наклонно–направленному бурению департамента бурения в Западной Сибири, ОАО «Самотлорнефтегаз»

АНАЛИЗ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПРЯМОЛИНЕЙНЫХ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ЗАБОЙНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ БЕЗ УЗЛА РЕГУЛЯТОРА УГЛА ИСКРИВЛЕНИЯ В ПРОЦЕССЕ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН НА САМОТЛОРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

В последнее время бурение скважин на Самотлорском месторождении осложнено аномально низкими пластовыми давлениями. Для снижения вероятности осложнений, связанных с поглощениями бурового раствора и устойчивостью стенок скважины, бурение ведется с минимальным расходом бурового раствора и проработкой ствола скважины, что снижает эффективность выноса шлама из скважины. Повысить степень очистки скважины от выбуренного шлама можно за счет увеличения расхода бурового раствора или скорости вращения бурильной колонны в процессе бурения и при проработке скважины. При бурении наклонно-направленных скважин с горизонтальным окончанием используются стандартные компоновки низа бурильной колонны (КНБК), в которых устанавливается винтовой забойный двигатель (ВЗД) с углом на регуляторе угла искривления винтового забойного двигателя 1,5–1,8 градуса, что накладывает технологические ограничения в выборе оптимального режима бурения скважины, в частности на скорость вращения ротора, варьируемую в пределах 25–40 об./мин. Данное ограничение устанавливается в зависимости от предельных значений прочностных свойств корпуса ВЗД. В то же время для решения проблемы связанного с оптимизацией технологического режима бурения и выноса выбуренного шлама такие скорости вращения ротора и бурильной колонны недостаточны.

Большинство производителей забойных двигателей ограничивают допустимую скорость вращения колонны в зависимости от выставленного угла искривления винтового забойного двигателя (ВЗД). Анализ теоретический и промысловых материалов показал, что для улучшения качества очистки скважины и увеличения скорости проходки необходимо довести частоту вращения ротора до 50–70 об./мин. Для решения вышеописанной проблемы нами предложено применение нового типа ВЗД без узла регулятора угла, испытание которого проводилось на Самотлорском месторождении. Опытно-промышленная работа (ОПР) по бурению бокового ствола с использованием ВЗД нового типа (без угла перекоса) БГУ-120 производства ООО «Буровые гирдомашины – Центр» (Пермь) осуществлялась на скважине 89157Г, куст 260В. Показателем эффективности проведения ОПР являлось проведение скважины согласно расчетной (плановой) траектории, а также сокращение времени строительства скважины.

Забойный двигатель БГУ-120 отличается от применяемых в настоящее время двигателей отсутствием угла перекоса (оси шпиндельной и статорной части двигателя соосны). Измене-

Таблица 1. Описание элементов компоновки низа бурильной колонны

№ п/п	Описание	Соединение		Диаметр, мм		Длина, м	Суммарная длина, м
		верх	низ	наружный	внутренний		
1.	Долото PDC 142.9BT413 TB	3–88	–	142,9	–	0,3	0,3
2.	ВЗД БГУ 120 7/8 (0,00 гр.)	3–102	3–88	120	–	7,11	7,41
3.	Обратный клапан	3–102	3–102	121	60	1	8,41
4.	Ориентирующий переводник (UBHO)	3–102	3–102	121	78	1,20	9,61
5.	Немагнитная гибкая УБТ	3–102	3–102	122	68	9,40	19,01
6.	Немагнитная гибкая УБТ	3–102	3–102	122	68	9,46	28,47
7.	Циркуляционный переводник PBL	3–102	3–102	122	67	2,40	30,87
8.	Переводник	3–86	3–102	120	71	0,89	31,76
9.	СБТ-89х9,35 (43 св.)	3–86	3–86	89	70	712,22	743,98
10.	ТБТ-89 (10 св.)	3–86	3–86	89	51	172,45	916,43
11.	Яс-108	3–86	3–86	110	50	6,25	922,68
12.	ТБТ-89 (9,5 св.)	3–86	3–86	89	51	161,56	1084,24
13.	СБТ-89х9,35 (остальное)	3–86	3–086	89	70	1636,17	2720,41

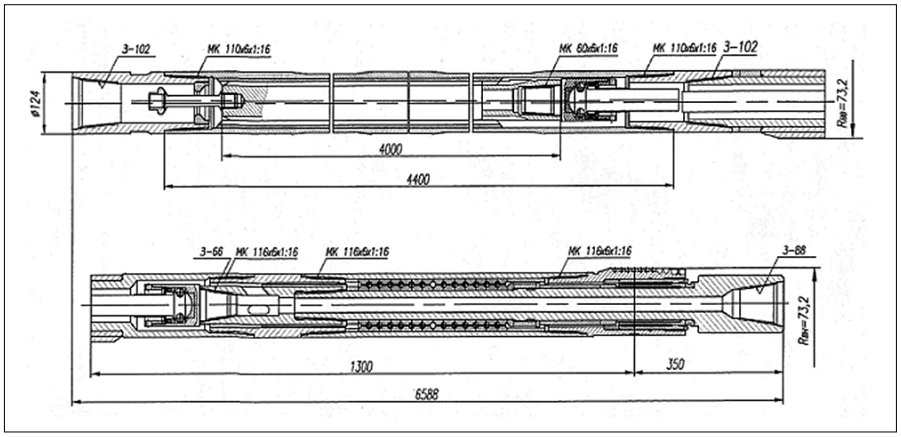


Рис. 1. Конструкция ВЗД БГУ-120

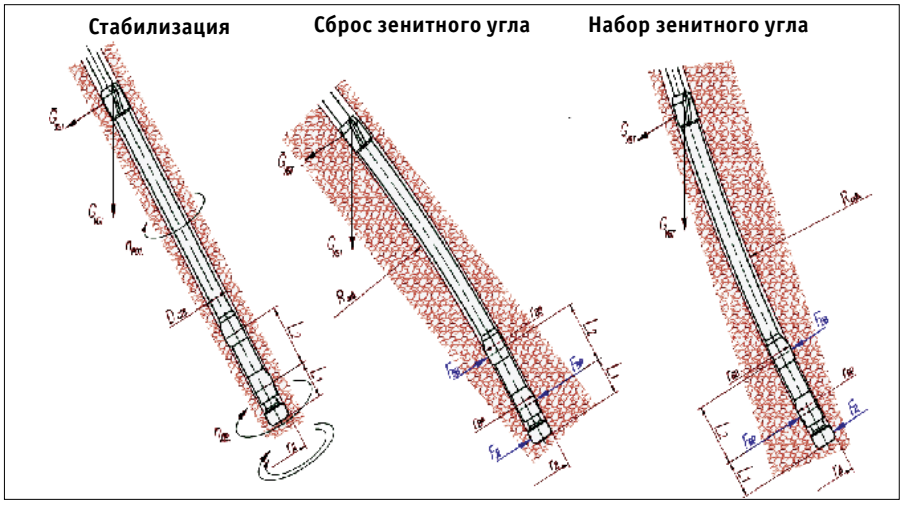


Рис. 2. Принципиальная схема набора и снижение угла забойным двигателем отклонителя БГУ-120

ние пространственного искривления скважины достигается за счет установки эксцентричных упоров в нижней и верхней части шпинделя (рис. 1). Принципиальная схема набора и снижение угла забойным двигателем отклонителя БГУ-120 представлена на рисунке 2.

Для расчета радиуса скважины, нагрузки на нижнюю и верхнюю втулку использовались следующие формулы. Радиус скважины рассчитывался по формуле:

$$R_{скв} = \frac{2L_1^2(r_{BB} - r_Д) + L_2^2(r_{BP} - r_Д)}{8(r_{BB} - r_Д)(r_{BP} - r_Д)}, \quad (1)$$

где L_1 – расстояние от нижней части долота до центра нижней втулки, м;

L_2 – расстояние от центра нижней втулки до центра верхней втулки, м;

r_{BB} – радиус верхней втулки, м;

r_{BP} – радиус нижней втулки, м;

$r_Д$ – радиус долота, м.

Нагрузка на нижнюю втулку рассчитывалась по формуле:

$$F_Д + F_{BB} = F_{BP}, \quad (2)$$

где $F_Д$ – нагрузка на долото, Н;

F_{BB} – нагрузка на верхней втулке, Н.

Нагрузка на верхнюю втулку рассчитывалась по формуле:

$$F_Д L_1 = F_{BB} L_2. \quad (3)$$

Скорость вращение долота (об/мин), рассчитывалась по формуле:

$$n_{дол} = n_{рот} + n_{дв}, \quad (4)$$

где $n_{рот}$ – количество оборотов ротора, об./мин;

$n_{дв}$ – количество оборотов вала забойного двигателя, об./мин.

ОПР проводились в следующих условиях: буровая установка МБУ-125; интервал вырезки окна 2025–2028 м в эксплуатационной колонне диаметром 168 мм, с окончательным забоем скважины 2734 м; профиль скважины – наклонно-направленный; компоновка низа бурильной колонны, применяемая для бурения скважины, представлена в таблице 1 и схематически на рисунке 3.

Целью бурения бокового ствола является спуск хвостовика диаметром 114 мм

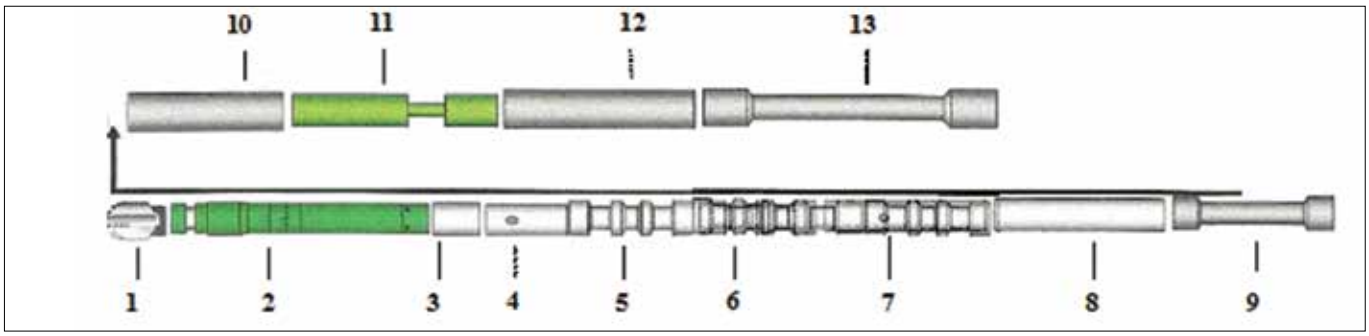


Рис. 3. Схема компоновки низа бурильной колонны

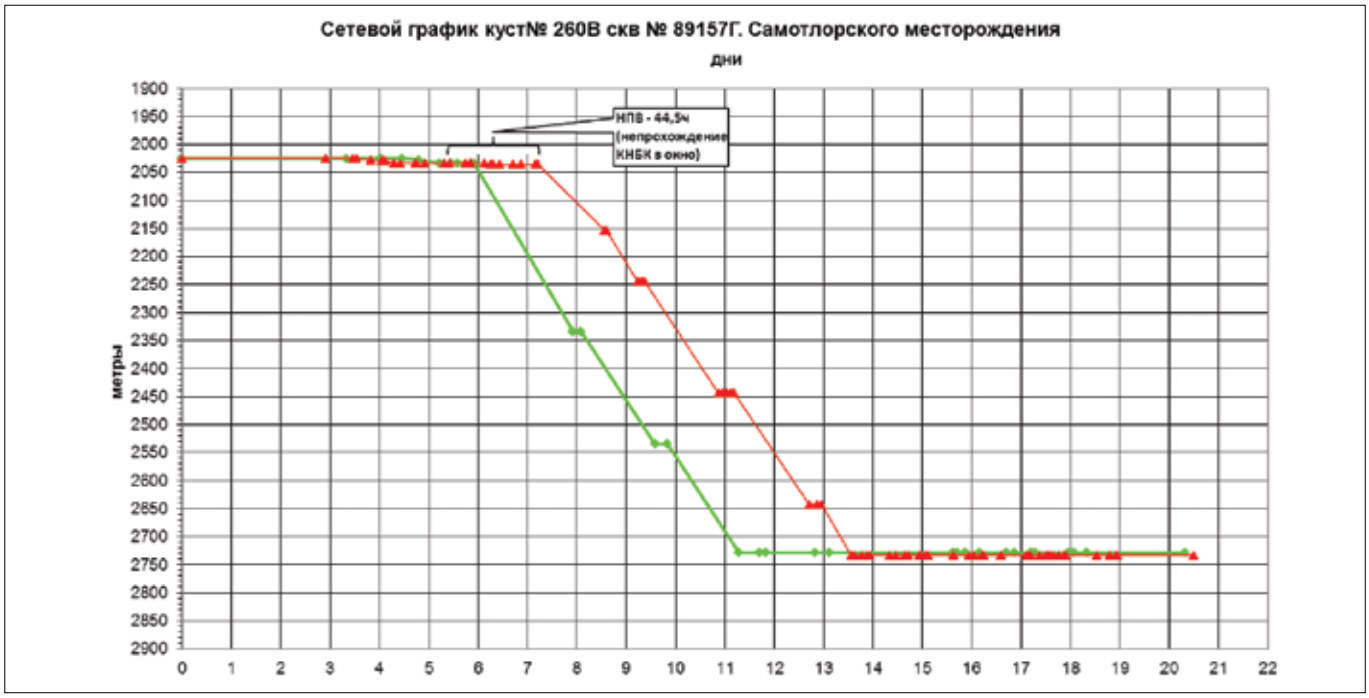


Рис. 4. График продолжительности строительства скважины (– – плановое время строительства скважины и – – фактическое время строительства скважины)

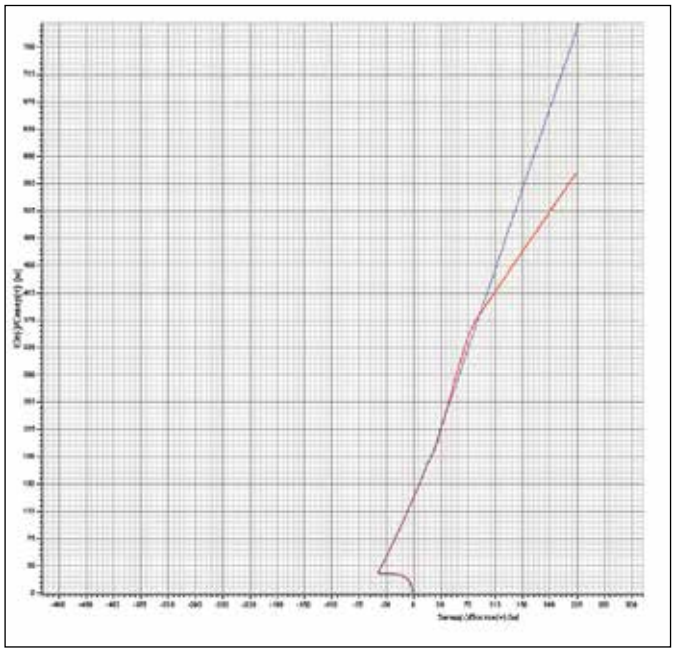


Рис. 5. Вид траектории ствола скважины сверху (– – плановая траектория и – – фактическая траектория скважины)

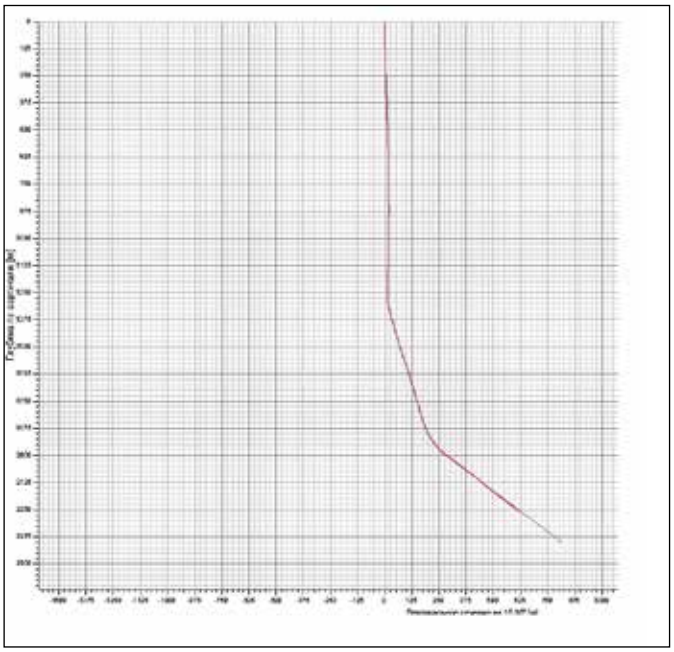


Рис. 6. Вид траектории ствола скважины в разрезе (– – плановая траектория и – – фактическая траектория скважины)

Таблица 2. Сводная таблица по работе забойного двигателя БГУ-120 на скважине № 89157Г Самотлорского месторождения

Время бурение скважины, ч	185,5
Глубина начала бурения, м	2036
Конечная глубина бурения, м	2734
Общая длина пробуренного интервала, м	698
Средняя механическая скорость проходки по скважине, м/ч	10,26
Время циркуляции общее (бурение + промывка)/промывка, ч	119,83/51,78
Процент направленного бурения скважины, %	8,48
Процент направленного времени бурения скважины, %	21,8
Время направленного бурения, ч	14,83
Длина направленно пробуренного интервала скважины, м	59,2
Средняя механическая скорость проходки при направленном бурении, м/ч	3,99
Процент бурение скважины ротором, %	91,52
Процент времени бурения ротором, %	78,2
Роторное бурение/общее время бурения (направленное + роторное), ч	53,22/68,05
Длина пробуренного интервала скважины ротором, м	638,8
Средняя механическая скорость проходки при бурении ротором, м/ч	12

с последующей эксплуатацией пласта БВ 21-22.

Бурение велось согласно утвержденной программе на проводку скважины. Фактическая траектория проведена в соответствии с планом-программой по зарезке бокового наклонно-направленного ствола.

Общее время цикла бурения бокового ствола при проведении ОПР составило 9,71 суток, из которых непроизводительное время за период бурения скважины составило 45,5 часа. Непроизводительное время (рис. 4) при бурении бокового ствола не относится к работе ВЗД и связано с тем, что во время проработки интервала вырезки «окна» использовался не полноразмерный фрез райбер, что привело к повторным работам по проработке.

Анализируя механическую скорость бурения скважин со схожими профилями, пробуренных ВЗД с узлом регулятора угла, установлено, что использование в компоновке низа бурильной колонны винтового забойного двигателя БГУ-120 улучшает эффективность от-



На правах рекламы

чистки скважины от выбуренного шлама в процессах бурения и проработки скважины за счет увеличения скорости вращения бурильной колонны в пределах 45–65 об./мин, а также увеличивает диаметр скважины на 5–8 мм (по принципу работы бицентричного долота). Расширение ствола снизило эквивалентную циркуляционную плотность бурового раствора за счет увеличения кольцевого зазора между стенкой скважины и бурильным инструментом. Увеличение диаметра скважины на 5 мм исключает после бурения скважины проведение сплошной проработки перед спуском хвостовика.

По результатам проведения ОПР фактический профиль скважины соответствовал проектному (рис. 5 и 6). Режим бурения на момент проведения ОПР при бурении скважин методом зарезки бокового ствола: расход бурового раствора – 11–14 л/с; нагрузка – 3–4 т; давление – 14–16 МПа; общая проходка за рейс – 698 м; общее время бурения – 53,22 ч; механическая скорость – 11 м/ч; при направленном бурении механическая скорость – 4 м/ч. При бурении скважин с оборотами ротора 30–35 об./мин наблюдалась низкая механическая скорость 6–8 м/ч, при увеличении оборотов ротора до 45–65 об./мин механическая скорость возросла до 13–20 м/ч. Сводная информация по работе забойного двигателя БГУ-120 приведена в таблице 2. Отмечена высокая отклоняющая способность двигателя, превысившая расчетную: расчетная интенсивность с использованием долота диаметрос 142,9 мм составляет 40/10 м, фактически интенсивность 6–70/10 м в режиме набора угла.

Во время ОПР выявлены следующие недостатки:

1. В результате опытно-промышленного испытания получено непроизводительное время работ, связанное с непрохождением КНБК в интервале вырезки «окна». Для исключения данного осложнения необходимо применять для вырезки «окна» фрезы диаметром не менее 146 мм (для данного типоразмера ВЗБ БГУ-120).

2) Средняя механическая скорость проходки составила 11 м/ч, в то время как средняя механическая скорость при зарезке боковых стволов диаметром 142,9 мм на Самотлорском месторождении составляет 17 м/ч. Низкий показатель механической скорости на данной скважине связан с ограничением передачи нагрузки на долото – при проведении ОПР ставилась задача по определению фактической достижимой пространственной интенсивности. Увеличение механической скорости ожидается на последующих работах за счет увеличения числа оборотов ротора до 70 об./мин (верхнего силового привода) на прямолинейных участках скважины.

3) При работе с БГУ-120 отмечается агрессивное поведение выступа ниппеля двигателя: затяжки 8–15 т при отрыве от забоя, подвисание КНБК с последующими срывами и ударами об забой, сопровождающиеся резким отключением насосов. Вышеописанные проблемы КНБК наблюдаются в интервалах изменения пространственного искривления за счет эффекта бицентрического расширения опорами винтового забойного двигателя.

4) В процессе бурения установлено, что возможен самопроизвольный набор зенитного угла с интенсивностью до 10/10м. В дальнейшем для предупреждения самопроизвольного набора зенитного угла будет применяться дополнительный центрирующий элемент в верхней части силовой секции забойного двигателя.

В ходе проведения ОПР достигнуты следующие результаты:

1) При использовании БГУ установлен эффект расширения скважины: по результатам кавернометрии диаметр скважины изменился от 142,9 до 150 мм (долото ∅142,9мм).

2) При подготовке скважины к спуску хвостовика не производилась сплошная проработка (планируемое время сплошной проработки – 80 ч; фактическое время проработки – 23,5 ч), шаблонировка и спуск хвостовика прошли без осложнений.

3) Прямолинейный двигатель БГУ-120 без узла регулятора угла искривления позволяет достичь пространственной интенсивности более 30/10 м.

4) Время бурения наклонно-направленного участка скважины при использовании ВЗД БГУ-120 составило 27% от общего времени строительства скважины, что соизмеримо с использованием стандартного ВЗД с регулируемым углом перекоса (время бурения наклонно-направленного участка скважины изменяет от 25 до 35% от общего времени строительства скважины).

Fields development and operation installation

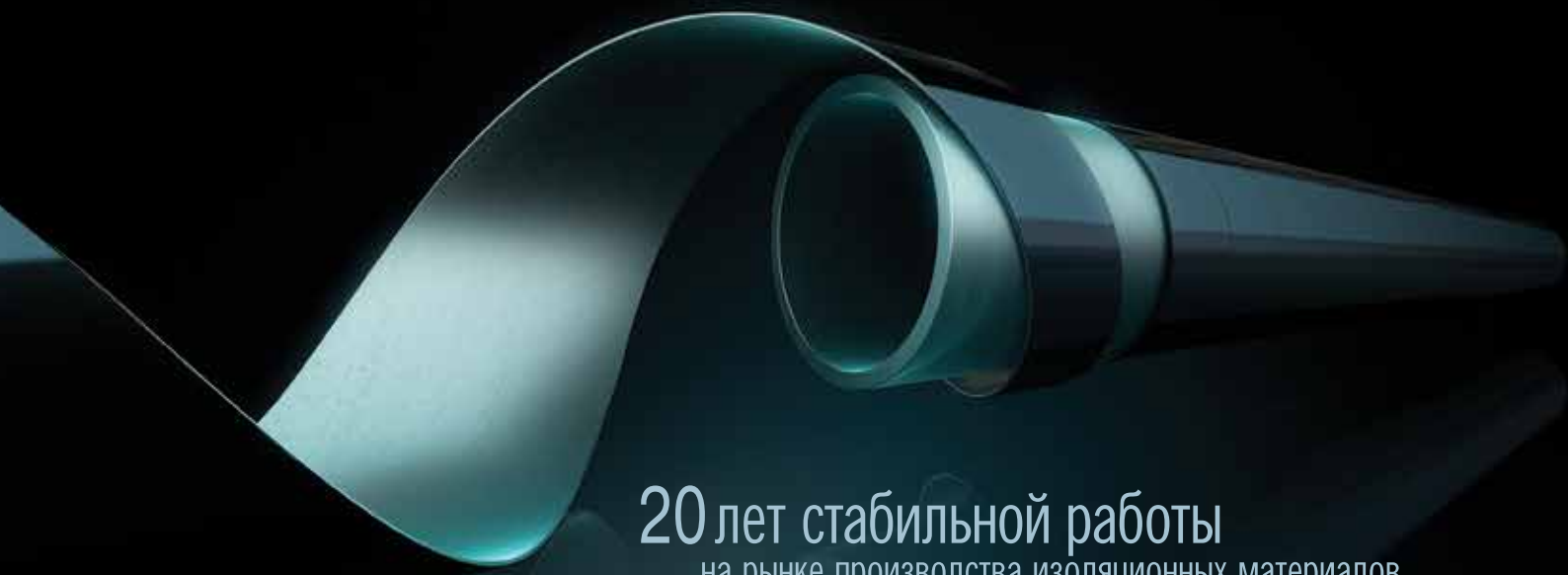
Ye.Yu. Lipatov, Candidate of Technical Sciences, associate professor of Oil and Gas Well Drilling Department; **V.V. Dolgushyn,** Doctor of Technical Sciences, associate professor, director of the Institute for Industrial Technologies and Engineering, Tyumen State Oil and Gas University; **O.A. Nabokov,** chief expert in directional drilling of Drilling Department in Western Siberia, JSC Samotlorneftegaz

Analysis of suitability of rectilinear positive displacement motors application without the slope angle regulator unit of a pump in the process of well construction at Samotlor deposit

Lately, well drilling in Samotlor deposit has been complicated by abnormal low formation pressure. In order to decrease possibility of complications related to drilling mud loss and stability of bore hole walls, the drilling was conducted with minimum consumption of mud fluid and borehole reaming, which reduces effectiveness of cutting transport. The degree of the well cleaning from drilling sludge may be increased due to increase in consumption of mud fluid or drillstem rotation speed in the process of drilling and borehole reaming. In the process of drilling of controlled directional wells with horizontal bottom, we use a standard bottomhole assembly (BHA), in which operators install a screw downhole motor of 1.5–1.8 degrees, which imposes technical restrictions on selection of the optimal well drilling mode, particularly, on rotor rotational speed, which varies from 25 to 40 rpm. This restriction is imposed depending on the limiting value of the BHA body strength properties. At the same time, such rotor and drillstem rotational speeds are not sufficient for solving the problem related to technological regime of drilling and cutting transport optimization.

ТЕРМА

Санкт-Петербург
www.terma-spb.ru



20 лет стабильной работы
на рынке производства изоляционных материалов

ТЕРМОУСАЖИВАЕМЫЕ АНТИКОРРОЗИОННЫЕ ИЗОЛЯЦИОННЫЕ МАТЕРИАЛЫ

ИЗОЛЯЦИЯ ДЛЯ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ ТРУБОПРОВОДОВ

- ТЕРМА — двухслойная лента с полимерным адгезионным слоем для нанесения двухслойной полимерной изоляции или трехслойной эпоксидно-полимерной изоляции.
- ТЕРМА-Л — защитная однослойная лента-обертка без адгезионного слоя, предназначена для использования в комплексных битумно-полимерных покрытиях, наносимых горячим способом в трассовых условиях.
- ТЕРМА-МХ — защитная двухслойная лента-обертка с самоклеющимся битумно-полимерным адгезионным слоем, предназначена для использования в комплексных битумно-полимерных покрытиях, наносимых холодным способом в трассовых условиях.

ИЗОЛЯЦИЯ ДЛЯ СВАРНЫХ СТЫКОВ ТРУБ И ОТВОДОВ

- ТЕРМА-СТАР — манжета специального исполнения (Тип 4) для изоляции сварныз стыков труб. Используется при наклонно-направленном бурении, проколах и переходах.
- ТЕРМА-СТМП — манжета для изоляции сварных стыков труб с трехслойным заводским полимерным покрытием диаметром до 1720 мм.
- ТЕРМА-СТ — лента для изоляции сварных стыков труб и отводов с двухслойным заводским полиэтиленовым покрытием.

МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ РЕМОНТА ИЗОЛЯЦИИ

- ТЕРМА-РЗ, ТЕРМА-Р — комплект материалов для ремонта мест повреждения заводского полиэтиленового покрытия труб, а также покрытия на основе термоусаживающихся лент. Состоит из термоплавкого ремонтного заполнителя и армированной ленты-заплатки.

ГИДРОИЗОЛЯЦИЯ ДЛЯ ТЕПЛОСЕТЕЙ И ТЕПЛОПРОВОДОВ

АДГЕЗИВЫ ДЛЯ ТРУБНЫХ ЗАВОДОВ

На правах рекламы

Адрес 192029, Россия
СПб, ул. Дудко д.3
Email info@terma-spb.ru
Website www.terma-spb.ru

Телефоны: +7 (812) 740-37-39
+7 (812) 339-18-20
+7 (812) 339-18-21
Факс +7 (812) 740-37-38