

© Коллектив авторов,
2023



<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-2-122-132>

ЗАМЕНА РОТОРНЫХ УПРАВЛЯЕМЫХ СИСТЕМ НА ВИНТОВЫЕ ЗАБОЙНЫЕ ДВИГАТЕЛИ ПРИ БУРЕНИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СЕКЦИЙ. ТЕХНИЧЕСКАЯ ВОЗМОЖНОСТЬ И ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ

О.В. Муратов^{1,*}, А.А. Соколов¹, Р.В. Козлович¹, А.И. Мадьяров¹, Э.Ш. Хайварин², П.Ю. Зуев²

¹Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»), РФ, Санкт-Петербург

²ООО «Меретояханефтегаз», РФ, Тюмень

Электронный адрес: Muratov.OV@gazpromneft-ntc.ru

Введение. Применение роторных управляемых систем (РУС) позволяет бурить скважины с более продолжительными горизонтальными секциями, при этом снижая аварийность и время строительства скважин. Ряд отечественных компаний занимается разработкой, но на доработку и пуск в серийное производство потребуется время.

Сложности с поставкой РУС вынуждают пересмотреть подход к бурению продолжительных горизонтальных секций. Доступность РУС на рынке способствовала их внедрению в том числе и на тех объектах, где РУС не являлась безальтернативной технологией, то есть на объектах, где бурение горизонтальных скважин представляется возможным с использованием менее технологичного оборудования — винтовых забойных двигателей (ВЗД).

Цель. В данной статье детально рассмотрена оценка технической возможности бурения горизонтальных секций с ВЗД, оценка потенциальных рисков от перехода от РУС к ВЗД и экономическая целесообразность.

Методы. При принятии решения о замене РУС на ВЗД в полной мере должны быть учтены такие факторы, как техническая возможность, потенциальные риски и экономическая целесообразность.

Результаты. Техническая возможность бурения секции с использованием ВЗД оценивается путем расчетов в специализированном ПО, в котором не учтены или учтены не в полной мере многие факторы, такие как нахождение более жесткого инструмента в зоне набора параметров кривизны, развороты траектории по азимуту, профиль с обратным отходом и другие, поэтому при оценке технической возможности применения ВЗД также важен практический опыт бурения.

Помимо технической возможности бурения горизонтальных секций с ВЗД необходимо также учитывать риски, связанные с качеством ствола скважины, степенью очистки ствола скважины, удаленностью датчиков инклинометрии и каротажа от долота, а также риск дифференциального прихвата компоновки низа бурильной колонны.

Ключевые слова: наклонно-направленное бурение, роторная управляемая система, винтовой забойный двигатель, доведение нагрузки до долота

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Муратов О.В., Соколов А.А., Козлович Р.В., Мадьяров А.И., Хайварин Э.Ш., Зуев П.Ю. Замена роторных управляемых систем на винтовые забойные двигатели при бурении горизонтальных секций. Техническая возможность и экономическая целесообразность. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(2):122–132. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-2-122-132>

Статья поступила в редакцию 14.12.2022

Принята к публикации 13.02.2023

Опубликована 17.07.2023

REPLACING ROTARY STEERABLE SYSTEMS WITH DOWNHOLE MOTORS FOR HORIZONTAL DRILLING

Oleg V. Muratov^{1,*}, Anton A. Sokolov¹, Roman V. Kozlovich¹, Alik I. Madyarov¹, Eldar Sh. Khayvarin², Pavel Yu. Zuev²

¹Gazprom-neft STC LLC, RF, Saint Petersburg

²LLC "MERETOYAKHANEFTGAZ", RF, Tyumen

E-mail: Muratov.OV@gazpromneft-ntc.ru

Introduction. Rotary steerable systems (RSS) allow to drill longer horizontal section, reduce risks and drill faster. Some Russian companies work on RSS creation, however it will take for a while till start of RSS commercial production.

Difficulties with the supply of RSS are forcing a reconsideration of the horizontal drilling approach. RSS availability on the market has led to wide RSS implementation, even when RSS was not the only available option, when lower tier technology — downhole motors (DHM) could be used.

Objective. Such topics as technical possibility of drilling with DHM, potential risks and economical effect are described in the article.

Methods. In order to make proper decision on replacing RSS with DHM that is necessary to estimate technical possibility, potential risks and economical effect.

Results. Technical possibility of drilling with DHM should be estimated by using special software, but the software can't take in account such factors as stiffer pipes in high dogleg severity intervals, azimuth turn, reverse horizontal displacement and others. That's why the local experience is also very important and should be taken in the consideration.

Apart from the technical possibility, such potential risks as wellbore quality, hole cleaning, differential stuck of bottom hole assembly (BHA), pack off BHA, sensors offset also should be assessed.

Keywords: directional drilling, rotary steerable systems, downhole motors, transfer weight to the bit

Conflict of interest: the authors declare that there is no conflict of interest.

For citation: Muratov O.V., Sokolov A.A., Kozlovich R.V., Madyarov A.I., Khayvarin E.Sh., Zuev P.Yu. Replacing rotary steerable systems with downhole motors for horizontal drilling. PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(2):122–132. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-2-122-132>

Manuscript received 14.12.2022

Accepted 13.02.2023

Published 17.07.2023

ВВЕДЕНИЕ, АКТУАЛЬНОСТЬ

Применение роторных управляемых систем (РУС) позволяет бурить скважины с более продолжительными горизонтальными секциями, при этом снижая аварийность и время строительства скважин. Ряд отечественных компаний занимается разработкой такого оборудования, с 2017 года проводятся опытно-промышленные испытания [1], уже имеется определенный успех, но на доработку и пуск в серийное производство отечественных РУС требуется время.

Сложности с поставкой РУС вынуждают пересмотреть подход к бурению продолжительных горизонтальных секций. Широкое присутствие западных сервисных компаний с высокими технологиями на отечественном рынке способствовало внедрению РУС, в том числе и на тех объектах, где роторные управляемые системы не являлись базальтернативной технологией, то есть на объектах, где бурение горизонтальных скважин представляется возможным с использованием менее технологичного оборудования — винтовых забойных двигателей (ВЗД).

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

При выборе между РУС и ВЗД для бурения горизонтальных секций необходимо учитывать 3 основных фактора:

1. Техническая возможность.
2. Потенциальные риски.
3. Экономическая целесообразность.

ТЕХНИЧЕСКАЯ ВОЗМОЖНОСТЬ

Техническая возможность бурения секции с использованием ВЗД оценивается путем расчетов с использованием специализированного ПО, позволяющего вычислить осевую нагрузку, доводимую до долота при бурении направленно с ВЗД (без вращения бурильной колонны), и соответственно определить максимально возможную глубину бурения и продолжительность горизонтальной секции. Для этого с учетом заданных условий

ПО «ЭРА-ПИК» ДЛЯ РАСЧЕТА МЕХАНИЧЕСКИХ И ГИДРАВЛИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПРИ БУРЕНИИ — СОБСТВЕННАЯ РАЗРАБОТКА «ГАЗПРОМ НЕФТИ» — НАХОДИТСЯ НА СТАДИИ ОПЗ.

(траектория, режимы бурения, дизайн буровой колонны (БК), коэффициенты трения и др.) производится расчет остаточного веса на крюке/верхнем силовом приводе (ВСП) для обеспечения требуемой осевой нагрузки на долото, а также нагрузки на долото, при которой БК начинает терять продольную устойчивость (БК начинает складываться).

Таблица 1. Результат расчета, выполненного с использованием ПО WellPlan. Подготовлено авторами с использованием ПО
Table 1. WellPlan Calculation results. Prepared by the authors

Операция	Пределы напряжений			Пределы изгибов					Растяжение (м)				Момент стола ротора (кН-м)	Закручивание с моментом (об)	Закручивание без момента (об)	Осевое напряжение = 0 [от забоя] (м)	Нейтральная точка поверхности [от забоя] (м)
	Усталость	90% Yield	Предел текучести 100%	Синусоидальный	Спиральный	Запирание			Механическое	Вздутие	Термическое						
Бурение ротором								51,53	0,65	0,3	1,46	2,41	20,559	22,6	14,1	2 051,95	1 638,93
Бурение ГЗД				X				25,08	-0,8	0,3	1,46	0,97	1	1,7	0	3 162,55	2 928,12
Вращение над забоем								56,53	1,05	0,3	1,46	2,82	16,125	13,8	13,8	1 817,76	0

Повысить уровень доведения нагрузки до долота возможно посредством ряда методов, детально рассмотренных в статье [2]. Пример расчета, выполненного с использованием ПО *WellPlan* приведен в **таблице 1**. В графе «Измеренный вес» для бурения с гидравлическим забойным двигателем (ГЗД) представлено рассчитанное значение — 25 т (для удобства расчет производился без учета веса крюка/ВСП). При заданных условиях данного веса будет достаточно, чтобы преодолеть силу трения об обсадную колонну/стенки скважины, однако согласно индикатору в графе «Синусоидальный изгиб» происходит складывание БК. Определение интервалов складывания БК производится с помощью графика «Эффективное натяжение», который также является результатом расчета, пример данного графика приведен на **рис. 1**.

Согласно представленным данным, в случае нахождения долота на забое 5200 м и попытке бурить направленно с ВЗД с заданной нагрузкой на долото спиральное складывание БК происходит в интервалах 550–2400 м (сжимающая нагрузка превышает предел продольной устойчивости, о чем сигнализирует пересечение соответствующих кривых на графике), соответственно бурение данной скважины при заданных условиях до проектного забоя с ВЗД не представляется возможным. Для оценки предельной глубины бурения необходимо произвести расчеты для разных глубин. Так, результат расчета для глубины 4400 м представлен на **рис. 2**. В случае нахождения долота на забое 4400 м и попытке бурить направленно с ВЗД с заданной нагрузкой на долото спирального складывания БК не происходит. Теоретически возможно, что при расположении элементов БК с разным погонным

весом в разных интервалах траектории спиральное складывание может возникнуть и при расчётах для глубин, меньших чем 4400 м, соответственно рекомендуется произвести расчеты на меньших глубинах для подтверждения отсутствия складывания БК. Подобные расчеты производятся для синусоидального складывания БК, которое не всегда является ограничением для бурения с ВЗД.

По **рис. 3** можно определить предельную глубину бурения при требуемой нагрузке на долото без дополнительных расчетов для разных глубин.

Также необходимо рассчитывать гидравлические параметры, т.к. рабочая пара ВЗД добавляет дополнительный перепад давления (порядка 30–40 атм в случае использования ВЗД типоразмера 120 мм), что в некоторых случаях становится ограничительным фактором.

При расчете нагрузок, доводимых до долота, необходимо учитывать, что коэффициент трения в открытом стволе, пробуренном с ВЗД, как правило, выше, чем в стволе, пробуренном с РУС, особенно в случае интервалов с высоким соотношением «слайд/ротор» (отношение метража, пробуренного направленно с ВЗД, к метражу, пробуренному в роторном режиме).

На текущий момент на рынке доступны несколько ПО, позволяющих производить расчеты для строительства скважин, в том числе расчеты механических и гидравлических нагрузок, позволяющие оценить техническую возможность бурения горизонтальных секций заданной длины. Наибольшее распространение получили *WellPlan* (Landmark) и «Бурсофтпроект». Собственная разработка «Газпром нефти» — ПО «ЭРА-Пик» находится на стадии ОПЭ и уже частично

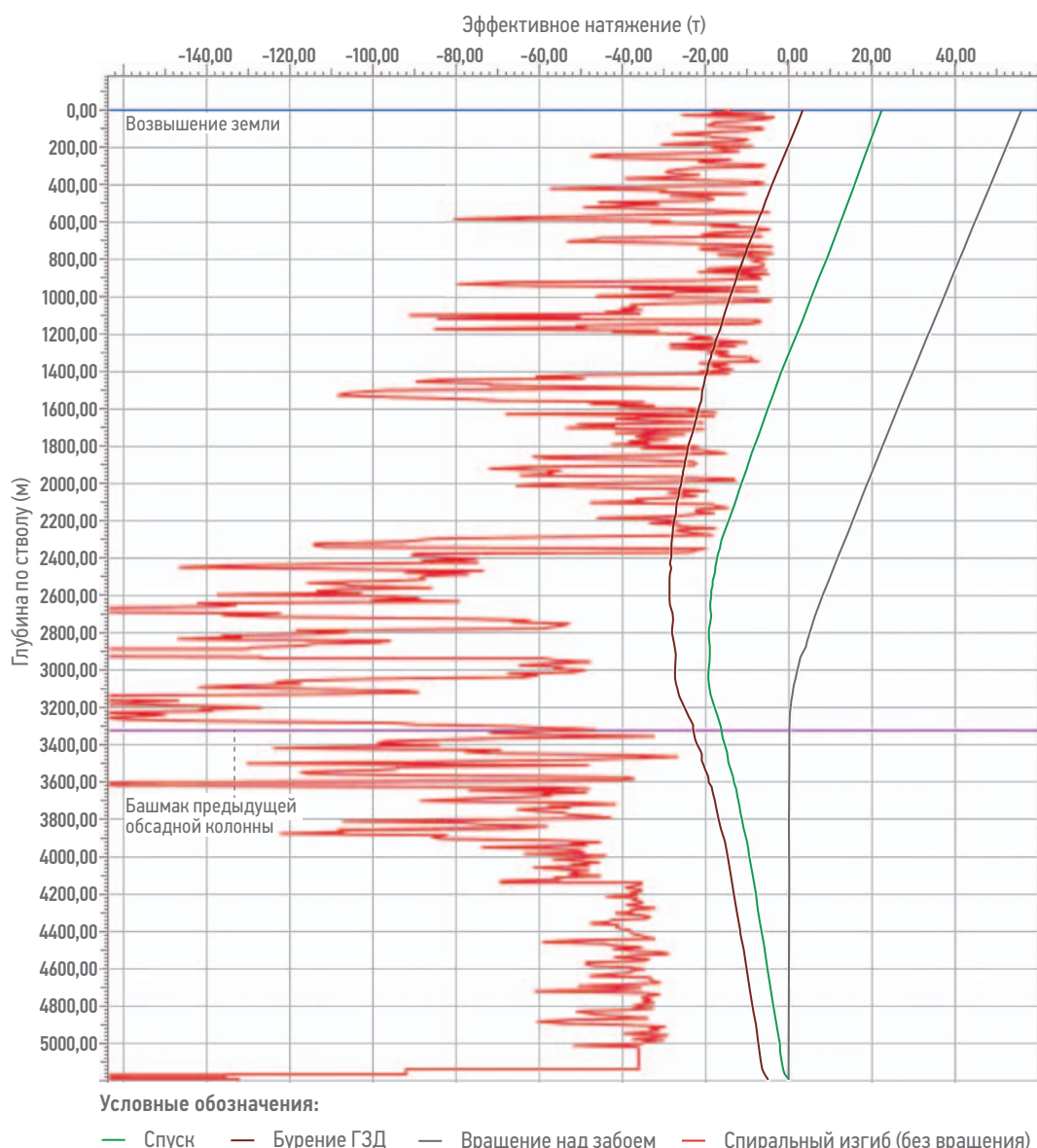


Рис. 1. График «Эффективное натяжение» для глубины 5200 м. Подготовлено авторами с использованием ПО
 Fig. 1. «Effective tension» diagram for depth 5200 m. Prepared by the authors

используется на некоторых объектах [3]. Крупные западные сервисные компании имеют свои ПО, доступные для внутреннего использования самими сервисными компаниями: Drilling Office (Шлюмберже), One Sync (Везерфорд), Well Architect (Бейкер Хьюз). Помимо расчетов необходимо учитывать имеющийся опыт бурения на конкретном месторождении. Известны случаи, когда согласно расчетам для конкретного дизайна БК с заданными коэффициентами трения, имеется запас остаточного веса, складывания БК происходить не должно, но фактические результаты показывают обратное: в какой-то момент теряется возможность хождения БК вниз без вращения. Данный эффект связан с факторами, которые не могут быть учтены существующим ПО, например, с свойствами геологического разреза — на практике

встречаются случаи, когда при всех прочих равных условиях в чистом коллекторе нагрузка до долота при бурении направленно с ВЗД доводится эффективно, но при смене пород эффективность падает вплоть до сложностей с хождением БК вниз без вращения. К факторам, которые не могут быть учтены ПО или могут быть учтены, но не в полной мере, также относится нахождение более жесткого инструмента (трубы бурильной толстостенной (ТБТ)) в зоне набора параметров кривизны, развороты траектории по азимуту, профиль с обратным отходом. Необходимо отметить, что подбор точных коэффициентов трения для расчетов — непростая задача. Для первых скважин на месторождении, как правило, принимаются завышенные коэффициенты, так называемый «инженерный» запас, далее по результатам

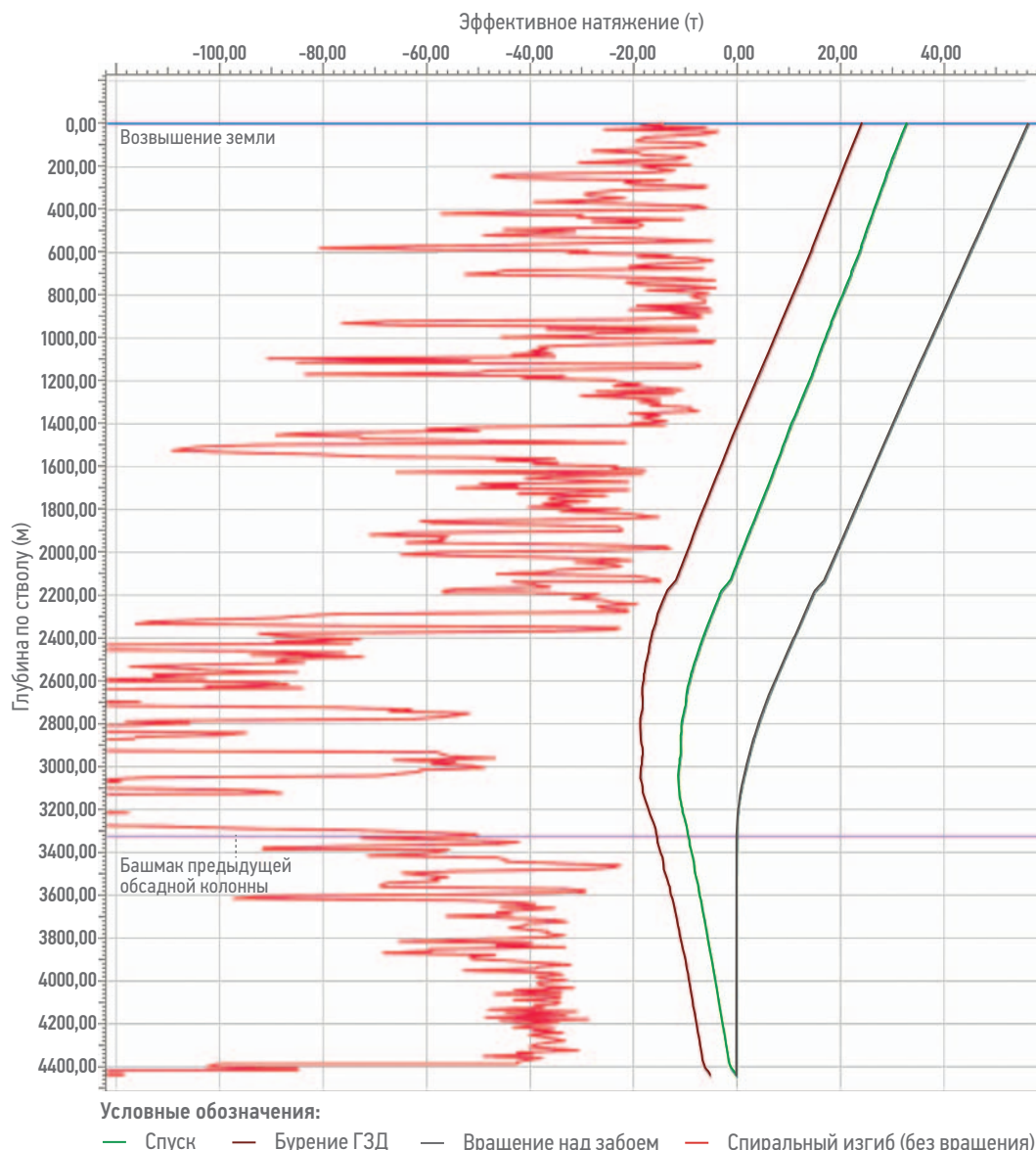


Рис. 2. График «Эффективное натяжение» для глубины 4400 м. Подготовлено авторами с использованием ПО
Fig. 2. «Effective tension» diagram for depth 4400 m. Prepared by the authors

бурения большого количества скважин коэффициенты уточняются, поэтому накопление практического опыта позволяет более точно оценивать техническую возможность бурения горизонтальных секций с ВЗД.

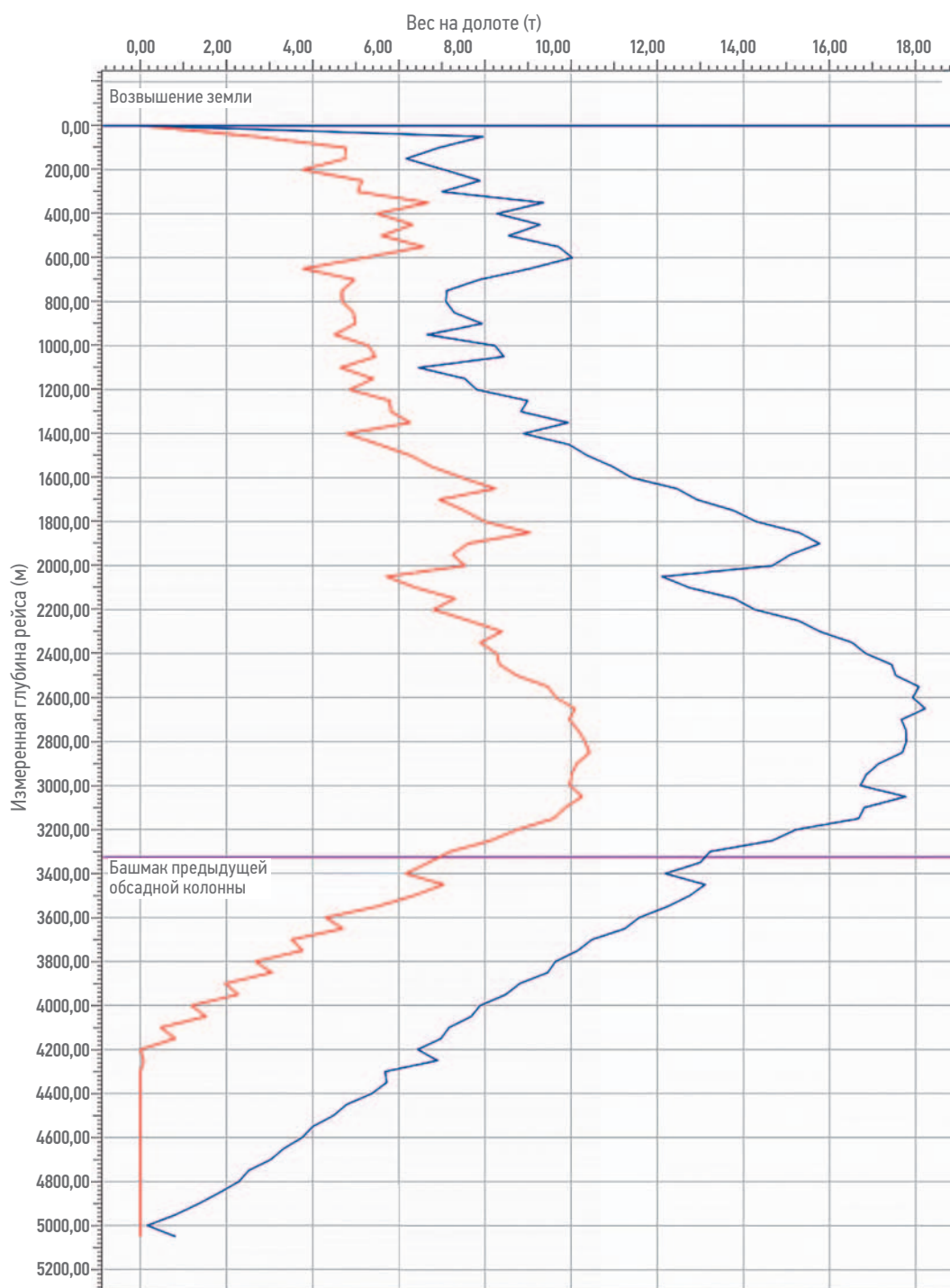
ПОТЕНЦИАЛЬНЫЕ РИСКИ

Помимо технической возможности бурения горизонтальных секций с ВЗД необходимо также учитывать риски, связанные с качеством ствола скважины, степенью очистки ствола скважины, удаленностью датчиков инклинометрии и каротажа от долота, и риск дифференциального прихвата КНКБ.

КАЧЕСТВО СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Ввиду того что при бурении с РУС ствол формируется при постоянном вращении всей буровой колонны, его стенки более гладкие, чем при бурении с ВЗД, так как при бурении с ВЗД присутствует постоянное чередование интервалов роторного бурения (с вращением БК) и направленного бурения с ВЗД (без вращения БК). Сравнение смоделированных стволов, пробуренных с ВЗД (верхняя часть рисунка) и с РУС (нижняя часть рисунка), приведены на рис. 4.

Как видно из рис. 4, ствол с ВЗД имеет больше неровностей, соответственно, спуск хвостовика в него выполнить сложнее, чем в ствол, пробуренный с РУС.



Условные обозначения:

- Мин. вес на долоте до синусоидального изгиба (бурение ГЗД)
- Мин. вес на долоте до спирального изгиба (бурение ГЗД)

Рис. 3. График «Минимальный вес на долоте». Подготовлено авторами с использованием ПО
Fig. 3. «Minimum weight on bit» diagram. Prepared by the authors

РИСК ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОГО ПРИХВАТА

Бурение направленно с ВЗД происходит без вращения БК (вращается только вал ВЗД и долото), соответственно в проницаемых пластах при наличии высокой репрессии риск возникновения дифференциального прихвата компоновки низа бурильной

колонны (КНБК) намного выше, чем при бурении с РУС.

ОЧИСТКА СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Вращение БК играет большую роль в очистке горизонтального ствола скважины, соответственно при бурении направленно с ВЗД

Таблица 2. Расстояние от долота до датчиков в КНБК с ВЗД
Table 2. Sensors offsets for DHM BHA

Исследование	Тип датчика	Расстояние до долота, м
Инклинометрия	HEL (Inc 2)	12,83
Гамма-каротаж	HAGR	18,70
Каротаж УЭС	MFR	21,63
Плотностной каротаж	AZD	29,73
Каротаж пористости	TNP	32,17

Таблица 3. Расстояние от долота до датчиков в КНБК с РУС
Table 3. Sensors offsets for RSS BHA

Исследование	Тип датчика	Расстояние до долота, м
Инклинометрия	RSS inc	2,86
Инклинометрия	HEL (Inc 2)	6,44
Затрубное давление	BAP	8,02
Гамма-каротаж	HAGR	12,36
Каротаж УЭС	MFR	15,29
Плотностной каротаж	AZD	23,43
Каротаж пористости	TNP	25,87

очистка происходит хуже, чем при бурении с РУС, что влечет за собой соответствующие временные затраты на дополнительную промывку и потенциальные риски прихвата КНБК по причине зашламованности ствола (pack off) [5].

Также при бурении в некоторых пластах существует серьезное ограничение по эквивалентной циркуляционной плотности (ЭЦП), что не позволяет прокачивать раствор с заданной реологией с расходом более 12 л/с, а с таким низким расходом требование к вращению всей БК для обеспечения удовлетворительной очистки ствола скважины при направленном бурении может стать ограничивающим фактором для использования ВЗД.

УДАЛЕННОСТЬ ДАТЧИКОВ ИНКЛИНОМЕТРИИ И КАРОТАЖА ОТ ДОЛОТА

Как правило, расстояние от долота до датчика инклинометрии и датчиков каротажа в процессе бурения в КНБК с ВЗД гораздо больше, чем в КНБК с РУС. Информация о расстояниях для типичных КНБК для бурения горизонтальных секций с ВЗД и с РУС приведена в табл. 2, 3.

Как видно из табл. 2, 3, инклинометр в КНБК с РУС находится всего в 2,86 м от долота, что позволяет технологю ННБ оперативно реагировать на изменения зенитного угла (например, при встрече твердого пропластка

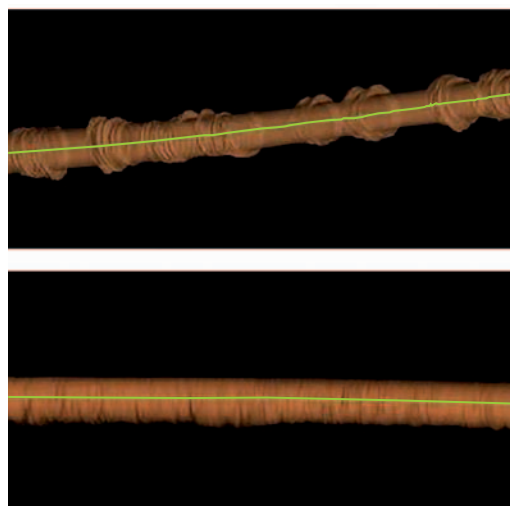


Рис. 4. Смоделированный ствол: а — пробуренный с ВЗД [4], б — пробуренный с РУС [4]
Fig. 4. Simulated wellbore drilled with а — DHM [4], б — RSS [4]

зенитный угол может резко измениться на 2–3° за 10 м) и корректировать траекторию для удержания в пределах коридора бурения. В случае с ВЗД расстояние от долота до инклинометра составляет 12,83 м, что не позволяет технологю ННБ вовремя среагировать на резкие изменения зенитного угла и траектория скважины может значительно отклониться от плановой, для ее возврата в коридор бурения потребуются высокая интенсивность искривления. Также в случае близкого расположения водонефтяного контакта будет повышен риск попадания ствола скважины в подошвенные воды с последующей потенциальной ликвидацией ствола.

Ситуацию с большой удаленностью инклинометра от долота усугубляет отсутствие возможности автоматического поддержания заданного зенитного угла при бурении с ВЗД. Иногда удается подобрать дизайн КНБК и параметры бурения, при которых естественная тенденция КНБК не приводит к изменению зенитного угла, но при смене литологии эта тенденция и соответственно зенитный угол могут измениться, и потребуются корректировка траектории (дополнительные интервалы направленного бурения с ВЗД в интервалах, которые по плану должны быть со стабилизацией зенитного угла).

Значительная удаленность датчиков гамма-каротажа от долота осложняет геонавигацию. В табл. 2, 3 представлена разница примерно в 6 м, однако часто в состав РУС также включается дополнительный над-долотный датчик гамма-каротажа, удаленность которого от долота составляет всего 2–3,5 м, что на 15 м ближе к долоту,

чем датчик гамма-каротажа в КНБК с ВЗД. В случае маломощных продуктивных пластов удаленность датчиков каротажа от долота может привести к тому что траектория ствола в определенных интервалах будет выходить за пределы продуктивного пласта, соответственно эффективная проходка по продуктивному пласту при бурении с ВЗД будет ниже, чем при бурении с РУС. Наддолотные модули с инклинометром и датчиком гамма-каротажа призваны снизить удаленность датчиков от долота, но на текущий момент подобные модули не выпущены в тираж. Любой из вышеперечисленных рисков может стать ограничительным фактором для применения ВЗД, по этой причине каждый из этих рисков должен быть тщательно проанализирован перед принятием решения использования ВЗД вместо РУС.

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЦЕЛЕСОБРАЗНОСТЬ

После оценки технической возможности бурения горизонтальных секций с ВЗД, подтвержденной расчетами и практическим опытом, а также определения рисков от использования ВЗД как приемлимых, необходимо определение экономической целесообразности применения ВЗД. При расчете экономической целесообразности необходимо учитывать дополнительные затраты, обусловленные использованием ВЗД, такие как дополнительное время на выставление установки угла отклонителя (УУО),

на перезапись азимутального каротажа, на дополнительные промывки, дополнительные спуско-подъемные операции (СПО), дополнительные затраты на ТБТ/УБТ и дополнительные смазочные добавки.

ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ ВРЕМЯ НА ВЫСТАВЛЕНИЕ УУО

Перед началом каждого интервала направленного бурения с ВЗД необходимо выставить УУО в требуемом направлении с учетом реактивного момента, в процессе направленного бурения УУО может сбиваться, что требует повторного выставления, эти процедуры занимают дополнительное время, а в случае сложностей с хождением БК вдоль оси скважины могут приводить к существенному увеличению времени строительства скважины. На рис. 5 приведена диаграмма ГТИ с примером осложнённого направленного бурения с ВЗД. Как видно в левой колонке диаграммы, выставить УУО и бурить направленно в течение требуемого интервала не удается, приходится повторно выставлять УУО (движения вверх-вниз тальблока в первой колонке), при этом происходит подвисание КНБК, срыв КНБК и удар об забой (скачки давления во второй колонке — обозначены синими стрелками).

Необходимо отметить, что согласно инструкциям по эксплуатации на некоторые РУС изменение направления бурения, интенсивности искривления должно производиться без нагрузки на вал РУС, для этого необходимо остановить бурение, выработать нагрузку

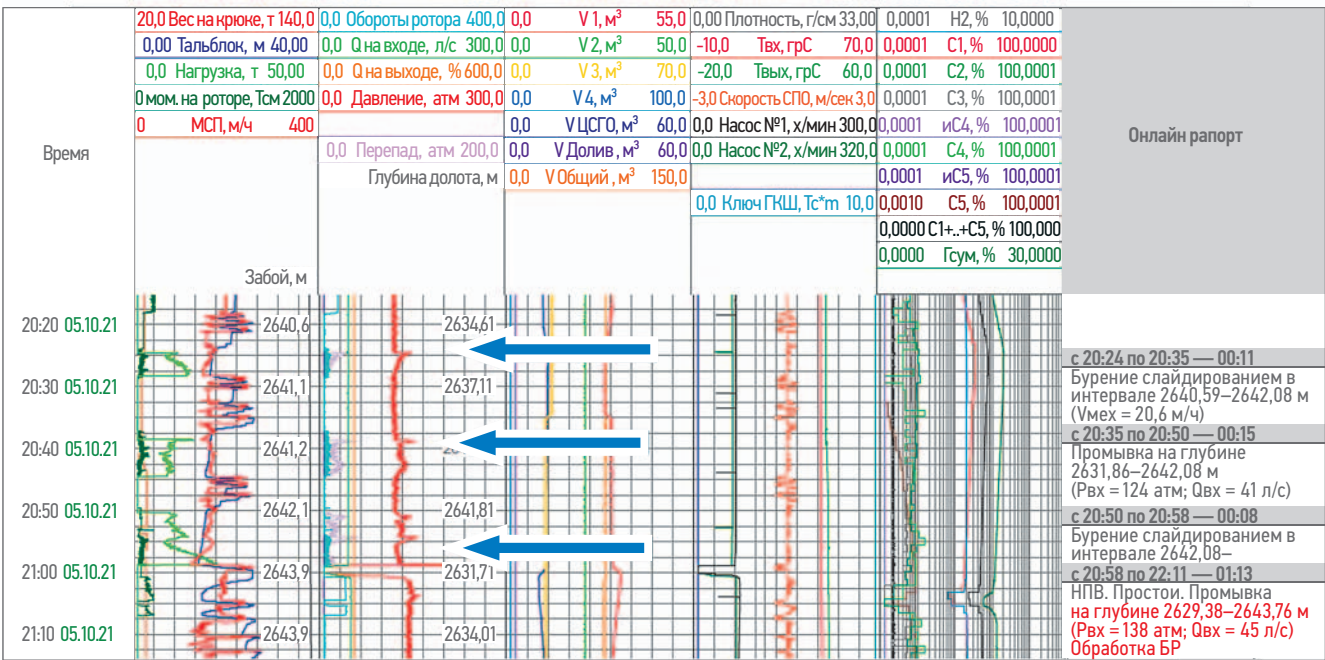


Рис. 5. Диаграмма ГТИ [4]
Fig. 5. Mud Logging Diagram-Time Plot [4]

на долоте и оторваться от забоя. В некоторых случаях время, затрачиваемое на изменение настроек РУС, может быть соизмеримо и даже выше, чем время на ориентирование УУО при бурении с ВЗД.

ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ ВРЕМЯ НА ПЕРЕЗАПИСЬ АЗИМУТАЛЬНОГО КАРОТАЖА

Частью стандартного комплекса каротажа в процессе бурения горизонтальных секций являются плотностные имиджи, которые являются азимутальными измерениями, для которых требуется постоянное вращение БК. При бурении направленно с ВЗД вращение БК отсутствует, соответственно на интервалах направленного бурения с ВЗД (с учетом отдаленности датчиков каротажа от долота) плотностные имиджи отсутствуют, для их записи требуется прохождение данных интервалов с вращением и скоростью, как правило, ниже, чем скорость проработки, что увеличивает время на строительство скважины. В случае если для геологической службы наличие азимутального каротажа не является обязательным требованием, то перезапись каротажа в интервалах направленного бурения с ВЗД не требуется, дополнительные временные затраты отсутствуют.

ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ПРОМЫВКИ, ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ СПО

Как уже было описано в разделе *Потенциальные риски*, ввиду отсутствия вращающего БК при бурении направленно с ВЗД очистка ствола скважины ухудшается, что, помимо потенциальных рисков прихвата КНБК по причине зашламованности ствола, также влечет за собой временные затраты на дополнительную промывку скважины, а в некоторых случаях и дополнительные СПО.

ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ТБТ/УБТ

Для технической возможности бурения с ВЗД продолжительных горизонтальных секций требуется модификация дизайна БК, в частности добавление ТБТ/УБТ для повышения уровня доведения осевой нагрузки до долота, что влечет за собой дополнительные затраты для подрядчика по бурению и увеличение стоимости услуг.

ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ СМАЗОЧНЫЕ ДОБАВКИ

С целью снижения коэффициента трения БК о стенки ствола скважины и повышения уровня доведения осевой нагрузки до долота требуется наличие в растворе дополнительных смазочных добавок, причем чем ниже уровень доведения нагрузки до долота,

тем больше смазочных добавок требуется. Стандартная практика заключается в постоянном поддержании минимальной концентрации смазочных добавок в растворе и дополнительном введении смазочных добавок под интервалы направленного бурения с ВЗД. Стоимость дополнительных добавок увеличивает полную стоимость строительства скважины.

МСП имеет прямое влияние на время строительства скважины, в случае роторного бурения с ВЗД в КНБК МСП при всех прочих равных условиях выше, чем при бурении с РУС, так как в случае роторного бурения с ВЗД долото вращается с более высокой частотой (обороты ВЗД + обороты БК), чем в случае с РУС. Но при направленном бурении с ВЗД, как правило, МСП ниже, чем при бурении РУС. Суммарная МСП за рейс с ВЗД зависит от доли интервалов направленного бурения с ВЗД в общей проходке за рейс (направленное бурение с ВЗД + роторное бурение с ВЗД) и количества этих интервалов. Если процент направленной работы невысокий, то средняя МСП при бурении с ВЗД может быть выше, чем при бурении с РУС (при условии достаточно мощной рабочей пары ВЗД, обеспечивающей требуемый крутящий момент). Точное сравнение МСП для случая бурения с ВЗД и РУС возможно произвести только при наличии фактических данных МСП.

Для оценки экономического эффекта от перехода с РУС на ВЗД необходимо сравнить суммарные дополнительные затраты, обусловленные вышеописанными факторами, и экономическую выгоду за счет снижения стоимости использования оборудования ННБ (ставки за бурение с ВЗД ниже, чем ставки за бурение с РУС).

Как правило, стоимость использования ВЗД кратно ниже, чем стоимость использования РУС, обусловлено это тем, что ВЗД является технологически более простым оборудованием, серийно выпускается отечественными производителями, имеет более низкую стоимость обслуживания. Однако по некоторым договорам ставки на бурение с ВЗД выше, чем ставки на бурение с РУС, т.к. расчет общей стоимости договора производится исходя из условий использования РУС, ставки на ВЗД не участвуют в расчете (предоставляются опционально, являются необоснованно высокими), что не привлекает внимания и не мешает конкурентному отбору подрядчиков. Но когда заказчик в определенный момент начинает рассматривать возможность перехода с РУС на ВЗД, выясняется, что даже при технической возможности данный переход будет экономически нецелесообразен.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Для перехода с РУС на ВЗД необходимо проверить техническую возможность, подтвержденную расчетами и практическим опытом бурения на конкретном месторождении, оценить все потенциальные риски, а также экономическую целесообразность с учетом всех дополнительных затрат. При бурении скважин очень высокой сложности (DDI выше 7), как правило, РУС остается более предпочтительной технологией, поэтому доведение отечественных разработок РУС и запуск в серийное производство по-прежнему является приоритетной задачей, стоящей перед нефтяной отраслью.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

БК — бурильная колонна;

ВЗД — винтовой забойный двигатель;
КНБК — компоновка низа бурильной колонны;
ГТИ — геолого-технологические исследования;
МСП — механическая скорость проходки;
ННБ — наклонно-направленное бурение;
ПО — программное обеспечение;
РУС — роторная управляемая система;
СПО — спуско-подъемная операция;
ВСП — силовой верхний привод;
ТБТ — труба бурильная толстостенная;
УБТ — утяжеленная бурильная труба;
УУО — установка угла отклонителя;
ЭЦП — эквивалентная циркуляционная плотность;
DDI — Индекс сложности направленного бурения (Directional Difficulty Index);
ДНМ — винтовой забойный двигатель (Downhole motor);
RSS — роторная управляемая система (Rotary steerable system).

Список литературы

1. Муратов О.В., Рублев С.С., Закиров А.Я., Мадьяров А.И. Технологии, позволяющие повысить степень доведения осевой нагрузки до долота при направленном бурении с применением забойного двигателя // Нефтяное хозяйство. — Декабрь 2021. — № 12.
2. Закиров А.Я. Роторные управляемые системы. Первые результаты импортозамещения. Испытания отечественных РУС // Neftegaz.RU. — 5 января 2017.
3. Не импортозамещение, а импортоопережение! / Новости — Не импортозамещение, а импортоопережение!.. // Портал Научно-Технического Центра «Газпром нефти». Май 2022. gazprom-neft.local
4. Ivanova T.N., Bozek P., Korshunov A.I., Koretskiy V.P. Control of the technological process of drilling // MM Science journal. — Октябрь 2020 — № 10. — С. № 4038.
5. Оганов А.С., Райхерт Р.С., Цукренко М.С. Проблемы качества очистки наклонно-направленных и горизонтальных стволов скважин от шлама // Neftegaz.RU. — 23 июня 2015.

References

1. Muratov O.V., Rublev S.S., Zakirov A.Y., Madyarov A.I. Overview of technologies for increasing ability to transfer weight to the bit while sliding with downhole motors. *Neftyanoe khozyaystvo [Oil Industry]*, December, 2021, no. 12 (In Russ.).
2. Zakirov A.Y. Rotary Stereable Systems. First results of import substitution. Field test of domestic RSS. *Neftegaz.RU*, 5 January, 2017 (In Russ.).
3. Not import substitution but import advance! *Gazpromneft Science and Technology Centre Portal*, May, 2022 (In Russ.).
4. Ivanova T.N., Bozek P., Korshunov A.I., Koretskiy V.P. Control of the technological process of drilling. *MM Science journal*, October, 2020, no. 10, p. 4038 (In Russ.).
5. Oganov A.S., Rihert R.S., Cukrenko M.S. Problems of the quality of cleaning directional and horizontal wells from cuttings. *Neftegaz.RU*. 23 June, 2015 (In Russ.).

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

О.В. Муратов — существенный вклад в замысел исследования, сбор данных, анализ и интерпретацию данных. Подготовка статьи. Окончательное одобрение варианта статьи для опубликования.
А.А. Соколов — существенный вклад в замысел исследования, сбор данных, анализ и интерпретацию данных.
Р.В. Козлович — существенный вклад в замысел исследования, сбор данных, анализ и интерпретацию данных.
А.И. Мадьяров — существенный вклад в замысел исследования, сбор данных, анализ и интерпретацию данных.

Oleg V. Muratov — substantial contributions to research design, data collection, data analysis and interpretation. Article preparation. Final approval of the version of the article for publication.
Anton A. Sokolov — substantial contributions to research design, data collection, data analysis and interpretation.
Roman V. Kozlovich — substantial contributions to research design, data collection, data analysis and interpretation.
Alik I. Madyarov — substantial contributions to research design, data collection, data analysis and interpretation.

Э.Ш. Хайварин — существенный вклад в замысел исследования, сбор данных, анализ и интерпретацию данных.

П.Ю. Зуев — существенный вклад в замысел исследования, сбор данных, анализ и интерпретацию данных.

Eldar Sh. Khayvarin — substantial contributions to research design, data collection, data analysis and interpretation.

Pavel Yu. Zuev — substantial contributions to research design, data collection, data analysis and interpretation.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Олег Владимирович Муратов* — эксперт, ООО «Газпромнефть НТЦ»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.
e-mail: Muratov.OV@gazpromneft-ntc.ru

Антон Анатольевич Соколов — руководитель центра компетенций по технологиям строительства и ремонта скважин, ООО «Газпромнефть НТЦ»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.
e-mail: Sokolov.AA@gazprom-neft.ru

Роман Владимирович Козлов — руководитель направления, ООО «Газпромнефть НТЦ»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.
e-mail: Kozlovich.RV@gazpromneft-ntc.ru

Алик Ирекович Мадьяров — руководитель программ по бурению, ООО «Газпромнефть НТЦ»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
Набережная реки Мойки, д. 75–79, литер Д.
e-mail: Madyarov.AI@gazpromneft-ntc.ru

Эльдар Шамильевич Хайварин — руководитель направления ООО «Меретояханефтегаз»
625048, Россия, г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 14.
Khayvarin.ESh@gazprom-neft.ru

Павел Юрьевич Зуев — руководитель программ по цифровизации и технологическому развитию ООО «Меретояханефтегаз»
625048, Россия, г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 14.
Zuev.PYu@gazprom-neft.ru

Oleg V. Muratov* — Expert, Gazpromneft NTC LLC
75–79 liter D, Moika River emb., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Muratov.OV@gazpromneft-ntc.ru

Anton A. Sokolov — Well construction and well intervention center manager, Gazpromneft NTC LLC
75–79 liter D, Moika River emb., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Sokolov.AA@gazprom-neft.ru

Roman V. Kozlovich — Lead engineer, Gazpromneft NTC LLC
75–79 liter D, Moika River emb., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Kozlovich.RV@gazpromneft-ntc.ru

Alik I. Madyarov — Drilling programs manager, Gazpromneft NTC LLC
75–79 liter D, Moika River emb., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Madyarov.AI@gazpromneft-ntc.ru

Eldar Sh. Khayvarin — Lead engineer, LLC «Meretoyakhaneftgaz»
14, 50 Let Oktyabrya str., 625048, Tyumen, Russia.
Khayvarin.ESh@gazprom-neft.ru

Pavel Yu. Zuev — Digitalization and technological development programs manager, LLC «Meretoyakhaneftgaz»
14, 50 Let Oktyabrya str., 625048, Tyumen, Russia.
Zuev.PYu@gazprom-neft.ru

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author