

Оценка возможности импортозамещения бурильного инструмента и обсадных колонн при проектировании строительства горизонтальных скважин с большим отходом от вертикали

Герасименко Н.А., Хабаров А.В., Савин А.Е.
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
nagerasimenko@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

Скважина с большим отходом от вертикали (БОВ) — очень сложная и технологичная система, поэтому при технологических расчетах учитывается множество различных переменных параметров, которые могут отрицательно сказаться на конечном успехе проекта бурения. В данной работе приводится сравнительный анализ российского и зарубежного бурильного инструмента, обсадных колонн, подходящих под условия бурения подобных скважин, а также моделирование и расчет оптимальных параметров бурения основных технологических этапов строительства скважин с БОВ в специализированном программном обеспечении (ПО).

Материалы и методы

В данной статье описывается опыт прикладных технологических расчетов скважины с БОВ при бурении под эксплуатационную колонну \varnothing 244,5 мм и хвостовик \varnothing 168,3 мм на шельфовом месторождении компании ПАО «НК «Роснефть».

Ключевые слова

скважина с большим отходом от вертикали, бурильный инструмент, расчет оптимальных режимов бурения, скручивающие и осевые нагрузки, гидравлика, эквивалентная циркуляционная плотность

Для цитирования

Герасименко Н.А., Хабаров А.В., Савин А.Е. Оценка возможности импортозамещения бурильного инструмента и обсадных колонн при проектировании строительства горизонтальных скважин с большим отходом от вертикали // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 8. С. 48–52. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-8-48-52

Поступила в редакцию: 10.11.2022

DRILLING

UDC 622.24 | Original Paper

Evaluating import phase-out of drilling tools and casing pipes when designing horizontal extended-reach drilling well completions

Gerasimenko N.A., Khabarov A.V., Savin A.E.
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
nagerasimenko@tnnc.rosneft.ru

Abstract

An ERD (extended-reach drilling) well is a very technologically complex system, and therefore its engineering simulation must include numerous variable parameters which can negatively affect the ultimate success of the drilling project. This paper gives a comparative analysis of Russian and foreign drilling tools and casing pipes suitable for drilling conditions of such wells, as well as simulation of optimal drilling parameters of the main ERD well completion stages using dedicated software (SW).

Materials and methods

This paper describes the experimental simulation of drilling ERD wells for \varnothing 244,5 mm production casing and \varnothing 168,3 mm liner at a “NK “Rosneft” PJSC offshore field.

Keywords

ERD well, drilling tools, simulating optimal drilling conditions, torque and axial loads, fluid flow mechanics, equivalent circulation density

For citation

Gerasimenko N.A., Khabarov A.V., Savin A.E. Evaluating import phase-out of drilling tools and casing pipes when designing horizontal extended-reach drilling well completions. Exposition Oil Gas, 2022, issue 8, P. 48–52. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-8-48-52

Received: 10.11.2022

Современный уровень развития горизонтального бурения позволяет осуществлять строительство скважин с протяженностью ствола свыше 14 000 м, при этом непосредственно в продуктивном пласте его длина может достигать 5 000 м и более, а общее смещение забоя от вертикали составляет 8 000–9 000 м, что в 7–10 раз превышает вертикальную глубину самой скважины.

Доля зарубежного бурового оборудования при строительстве скважин с БОВ в России составляет более 50 %. В настоящее время отмечается тенденция отказа от зарубежного бурового оборудования в пользу отечественного.

Цель работы заключается в сравнительном анализе российского и зарубежного бурильного инструмента, обсадных колонн, подходящих под условия бурения подобных скважин, а также моделирование и расчет оптимальных параметров бурения основных технологических этапов строительства скважин с БОВ в специализированном ПО.

Важной задачей при проектировании, расчетах и выборе оборудования для бурения горизонтальных скважин с горизонтальным стволом большой протяженности является:

- точность прогнозирования прочностных характеристик породы (геомеханическая модель);
- построение оптимального профиля скважины;
- обеспечение максимально точного моделирования скручивающих и осевых нагрузок на бурильную колонну при бурении и спуско-подъемных операциях (СПО);
- точный расчет эквивалентной циркуляционной плотности (ЭЦП) бурового раствора;
- моделирование процесса промывки и очистки ствола скважины;
- моделирование спуска обсадных колонн.

В данной статье описывается опыт прикладных технологических расчетов скважины с БОВ при бурении под эксплуатационную колонну \varnothing 244,5 мм и хвостовик \varnothing 168,3 мм на шельфовом месторождении компании ПАО «НК «Роснефть». В расчетных моделях для сравнительного результата применяли бурильный инструмент и обсадные колонны как отечественного, так и зарубежного производства.

Первый этап расчетов состоял из построения оптимального профиля скважины [1]; подбора компоновок низа бурильной колонны (КНБК) и расчета оптимальных режимов бурения под секции обсадной колонны (ОК) \varnothing 244,5 мм и ОК \varnothing 168,3 мм (проектные диапазоны значений были заданы недропользователем), на которые воздействуют высокие скручивающие и осевые нагрузки; а также расчета влияния данных нагрузок при различных коэффициентах трения в диапазоне от 0,1 до 0,4 как в обсадной колонне, так и в открытом стволе.

На втором этапе произведено расчетное моделирование удельного веса (плотности) бурового раствора, при котором ЭЦП не превышает заданных граничных значений начала поглощения и происходит качественная очистка ствола скважины от выбуренного шлама. Проектные диапазоны значений удельного веса бурового раствора были заданы недропользователем. По фактическим результатам испытаний на приемистость соседней скважины ЭЦП начала

Табл. 1. Проектная конструкция скважины
Tab. 1. Planned well design

Наименование колонн	Диаметр, мм	Интервал спуска по вертикали, м	Интервал спуска по стволу, м
Направление	762	14	14
Кондуктор	508	100	100
Техническая колонна	339,7	1 100	6 834
Эксплуатационная колонна	244,5	1 197,9	9 991
Хвостовик	168,3	1 369,9	11 219

Индекс сложности бурения скважины (DDI — Directional difficulty index) — 7,4

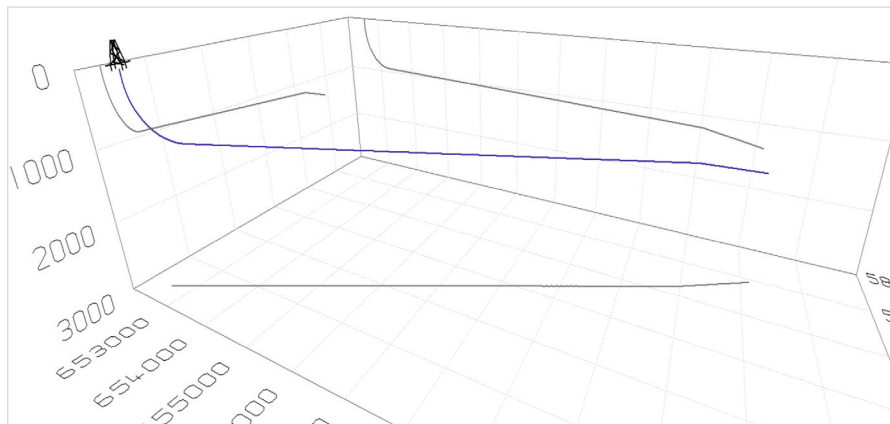


Рис. 1. Проектный профиль скважины
Fig. 1. Planned well profile

поглощения бурового раствора составляла 1 860–1 890 кг/м³ при вертикальной глубине 1 200–1 300 м.

Третий этап предусматривал расчеты по воздействию скручивающих и осевых нагрузок на обсадные колонны при спуске в скважину с различными коэффициентами трения — в диапазоне от 0,1 до 0,4 в обсадной колонне и в открытом стволе.

В таблице 1 представлена проектная конструкция скважины с большим отходом от вертикали, а на рисунке 1 показан проектный профиль данной скважины.

1 этап расчетов

Проектные диапазоны режимов бурения для технологических расчетов:

- Бурение под ОК \varnothing 244,5 мм:
- средняя скорость бурения — 40–80 м/ч;
- нагрузка на долото при бурении — 13–17 т;
- скорость вращения РУС — 120–180 об/мин;
- расход насосов при бурении — 70–75 л/с;
- предельный момент свинчивания бурильных труб — не менее 120 кН·м;
- долото PDC-311,2 мм (общая площадь насадок — 1 032,3 мм²).
- Бурение под ОК \varnothing 168,3 мм:
- средняя скорость бурения — 30–60 м/ч;
- нагрузка на долото при бурении — 10–13 т;
- скорость вращения РУС — 120–180 об/мин;
- расход насосов при бурении — 30–35 л/с;
- долото PDC-215,9 мм (общая площадь насадок — 871 мм²).

Ниже представлено описание расчетов на техническую возможность бурения (изгиб-кручение, дохождение

нагрузки при СПО) под обсадные колонны \varnothing 244,5 и \varnothing 168,3 мм в специализированном программном обеспечении.

Для обеспечения более высокой грузоподъемности и более высокого крутящего момента с меньшей деформацией бурильные трубы подбирались отечественного и зарубежного производства с премиальными резьбовыми соединениями (с двойным упорным торцом). Преимуществом данного вида резьбового соединения является:

- повышенная прочность на кручение;
- возможность снижения гидравлического сопротивления в замке за счет увеличения внутреннего проходного диаметра и снижения наружного диаметра замка при одновременном обеспечении высокого момента свинчивания;
- наличие гладкой поверхности внутреннего канала трубы, что снижает возможность гидроабразивного повреждения замка и уменьшает количество нежелательных отложений внутри трубы.

Режимы бурения (нагрузка на долото, скорость бурения, скорость вращения роторно-управляемой системы) подобраны с учетом минимизации гидравлических сопротивлений в бурильной колонне и в затрубном пространстве с одновременным обеспечением достаточного запаса прочности замковых соединений на кручение [2].

В результате анализа отечественного бурильного инструмента выяснилось, что крупные российские производители изготавливают максимальный диаметр бурильной трубы с премиальной резьбой 139,7 мм, тогда как при бурении под секцию обсадной колонны \varnothing 244,5 мм необходим диаметр бурильной трубы минимум 168,3 мм (в расчетах применяли только зарубежного производителя), а под секцию \varnothing 168,3 мм необходим диаметр

139,7 — 149,2 мм (в расчетах применяли и зарубежного и отечественного производителя).

В процессе расчетов оптимальных режимов бурения основная проблема состояла в превышении момента свинчивания рабочей колонны при коэффициентах трения 0,3–0,4, где $K_{тр.ОК}$ — коэффициент трения в обсадной колонне, $K_{тр.откр.ств}$ — коэффициент трения в открытом стволе.

На рисунках 2 и 3 представлены графики крутящих моментов при бурении секции под

ОК Ø 244,5 мм с бурильным инструментом зарубежного производства Ø 168,3 мм.

Секция под ОК Ø 244,5 мм бурима при коэффициентах трения, которые не превышают следующих значений: $K_{тр.ОК} = 0,22$, $K_{тр.откр.ств} = 0,32$ (рис. 3).

Графические результаты расчетов крутящих моментов при бурении секции под ОК Ø 168,3 мм с бурильным инструментом отечественного производства Ø 139,7 мм представлены на рисунках 4–5.

Секция под ОК Ø 168,3 мм бурима при коэффициентах трения, которые не превышают следующих значений: $K_{тр.ОК} = 0,15$; $K_{тр.откр.ств} = 0,25$ (рис. 5).

Графические результаты расчетов крутящих моментов при бурении секции под ОК Ø 168,3 мм с бурильным инструментом импортного производства Ø 149,2 мм представлены на рисунках 6–7.

Секция под ОК Ø 168,3 мм бурима при коэффициентах трения, которые не превышают следующих значений: $K_{тр.ОК} = 0,22$; $K_{тр.откр.ств} = 0,32$ (рис. 7).

Графики крутящих моментов при бурении секции под ОК-168,3 наглядно показывают преимущество зарубежной бурильной трубы Ø 149,2 мм с премиальным типом резьбы. Секция бурима при более высоких показателях коэффициентов трения.

Результаты расчетов рекомендуемых параметров режима бурения с применением зарубежного и отечественного бурильного инструмента представлены в таблице 2.

2 этап расчетов

Гидравлические расчеты на возможность бурения секции под обсадные колонны Ø 244,5 и Ø 168,3 мм производились моделированием состояния очистки ствола скважины по рекомендуемому режиму бурения, полученным на первом этапе расчетов.

Для расчетов применяли буровой раствор на углеводородной основе (РУО) [3]. Исходные данные проектных параметров бурового раствора представлены в таблице 3.

По результатам гидравлических расчетов бурения секции под обсадную колонну Ø 244,5 мм шламовая подушка отсутствует при любой из заданных проектных плотностей РУО. Показатели рекомендуемого варианта ЭЦП при бурении следующие:

- удельный вес РУО 1 400 кг/м³;
- ЭЦП на башмаке при расходе насоса 70 л/с 1 612 кг/м³;
- ЭЦП на долоте при расходе насоса 70 л/с 1 679 кг/м³;
- ЭЦП свабирование (90 с) при расходе насоса 70 л/с 1 614 кг/м³;
- ЭЦП поршневание (90 с) при расходе насоса 70 л/с 1 730 кг/м³.

Эквивалентная циркуляционная плотность промывочной жидкости не превышает заданных граничных значений начала поглощения (1 860–1 890 кг/м³).

При гидравлических расчетах бурения секции под обсадную колонну Ø 168,3 мм недропользователем были введены лимиты на параметры расхода насосов, это связано с ограничением пропускной способности телеметрической системы. Для корректной ее работы и замеров максимальный расход насосов не должен

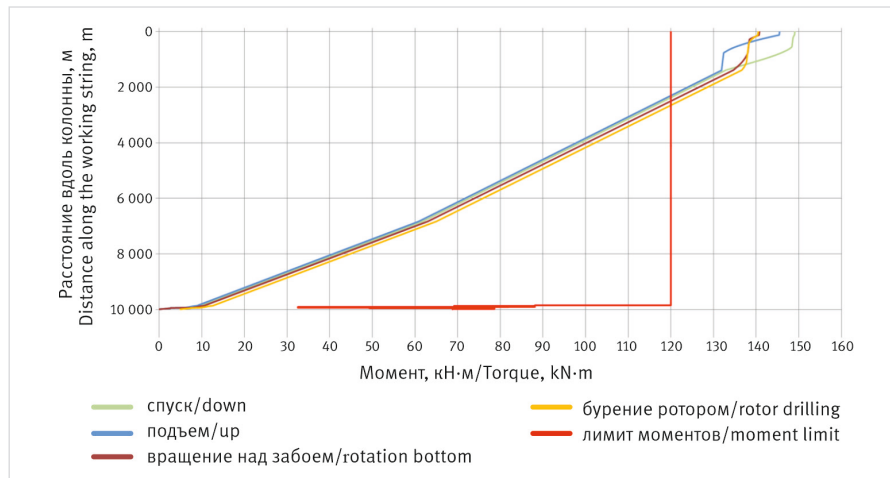


Рис. 2. Графики крутящих моментов при бурении секции под ОК-244,5 мм $K_{тр.ОК} = 0,3$; $K_{тр.откр.ств} = 0,4$
Fig. 2. Torque curves when drilling 244,5 mm casing section: CHFF (cased hole friction factor) = 0,3; OHFF (open hole friction factor) = 0,4

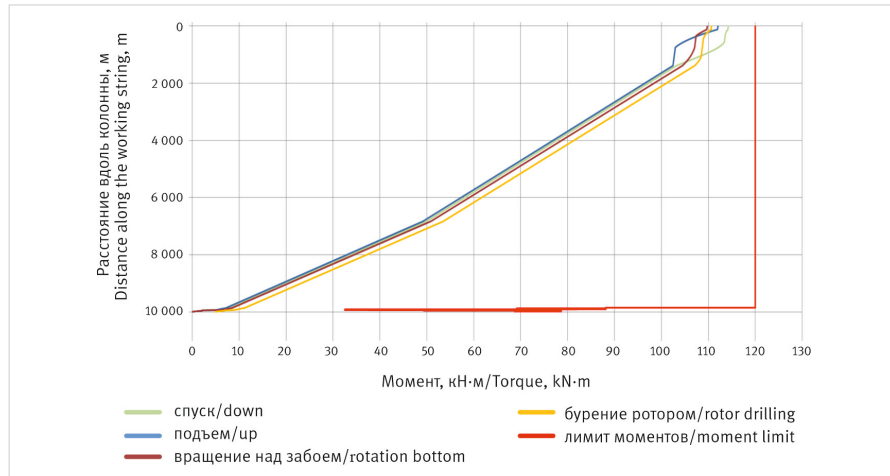


Рис. 3. Графики крутящих моментов при бурении секции под ОК-244,5; $K_{тр.ОК} = 0,22$; $K_{тр.откр.ств} = 0,32$
Fig. 3. Torque curves when drilling 244,5 mm casing section: CHFF = 0,22; OHFF = 0,32

Табл. 2. Результаты расчетов рекомендуемых параметров режима бурения
Tab. 2. Simulation of recommended drilling parameters

Диаметр обсадной колонны, мм	Средняя скорость бурения, м/ч		Нагрузка на долото, т		Скорость вращения РУС, об/мин		Коэффициенты трения, ОК/открытый ствол	Тип инструмента
	диапазон	рекомендованный вариант	диапазон	рекомендованный вариант	диапазон	рекомендованный вариант		
244,5	40–80	60	13–17	15	120–180	150	0,22/0,32	Импортный
244,5	Инструмент отсутствует							Отечественный
168,3	30–60	50	10–13	12	120–180	150	0,22/0,32	Импортный
168,3	30–60	50	10–13	12	120–180	150	0,15/0,25	Отечественный

превышать 35 л/с. Также недропользователем была поставлена задача минимизировать гидравлические сопротивления в бурильной колонне и в затрубном пространстве с одновременным обеспечением достаточного запаса прочности замковых соединений на кручение. Оптимальные показатели дала компоновка с бурильным инструментом Ø 149,2 мм.

По результатам расчетов при бурении секции под ОК Ø 168,3 мм образуется шламовая подушка (от 30 до 50 мм) при любой из заданных проектных плотностей РУО. Показатели рекомендуемого варианта ЭЦП при бурении следующие:

- удельный вес РУО 1 300 кг/м³;
- ЭЦП на башмаке при расходе насоса 35 л/с 1 679 кг/м³;
- ЭЦП на долоте при расходе насоса 35 л/с 1 760 кг/м³;
- ЭЦП свабивание (90 с) при расходе насоса 35 л/с 1 675 кг/м³;
- ЭЦП поршневание (90 с) при расходе насоса 35 л/с 1 850 кг/м³.

Эквивалентная циркуляционная плотность промывочной жидкости не превышает заданных граничных значений начала поглощения (1 860–1 890 кг/м³).

3 этап расчетов

Анализ рынка отечественных обсадных колонн показал, что крупные российские производители выпускают все необходимые диаметры обсадных колонн с премиальной резьбой.

Расчеты по воздействию скручивающих и осевых нагрузок на обсадные колонны (отечественного и зарубежного производства) при спуске в скважину производились также в специализированном ПО. Коэффициенты трения подбирались в диапазоне от 0,1 до 0,4 как в обсадной колонне, так и в открытом стволе [4]. Тип центраторов — жесткозакрепленные спиральные центраторы.

Результаты расчетов показали схожие показатели коэффициентов трения для импортных и отечественных обсадных колонн, при которых возможен спуск с минимальными рисками. Рекомендованы следующие условия спуска обсадных колонн в открытый ствол, когда изгибающие усилия и напряжения на ОК отсутствуют:

- Спуск ОК Ø 244,5 мм без вращения:
- спуск ОК производить с опорожнением;
 - скорость спуска не более 5–7 м/мин;
 - коэффициенты трения $K_{тр.ОК} = 0,1$;
 - $K_{тр.откр.ств} = 0,2$.

- Спуск ОК Ø 244,5 мм с вращением:
- вращение ОК не выше 40 об/мин;
 - спуск ОК производить с опорожнением;
 - скорость спуска не более 5–7 м/мин;
 - коэффициенты трения $K_{тр.ОК} = 0,27$;
 - $K_{тр.откр.ств} = 0,37$.

- Спуск ОК Ø 168,3 мм без вращения:
- при спуске обсадной колонны без вращения, с коэффициентами трения

$K_{тр.ОК} = 0,1-0,3$; $K_{тр.откр.ств} = 0,2-0,4$ присутствуют спиральные и синусоидальные изгибы.

Спуск ОК Ø 168,3 мм с вращением:

- вращение ОК не выше 40 об/мин;
- скорость спуска не более 10–12 м/мин;
- коэффициенты трения $K_{тр.ОК} = 0,2$;
- $K_{тр.откр.ств} = 0,3$.

Для уменьшения спиральных и синусоидальных изгибов обсадных колонн рекомендовано применение скважинного вертлюга, который позволяет вращать бурильный инструмент независимо от обсадной колонны для уменьшения трения при спуске в скважину.

Итоги

Приведенные в статье результаты технических и гидравлических расчетов показывают, что применение бурильного инструмента отечественного производства из существующего ассортимента возможно только на определенных этапах строительства скважин с БОВ.

Выводы

Российским компаниям необходимо делать упор на разработку конкурентоспособного бурового оборудования, которое позволило бы недропользователю в полной мере заменить зарубежные аналоги, чтобы впоследствии:

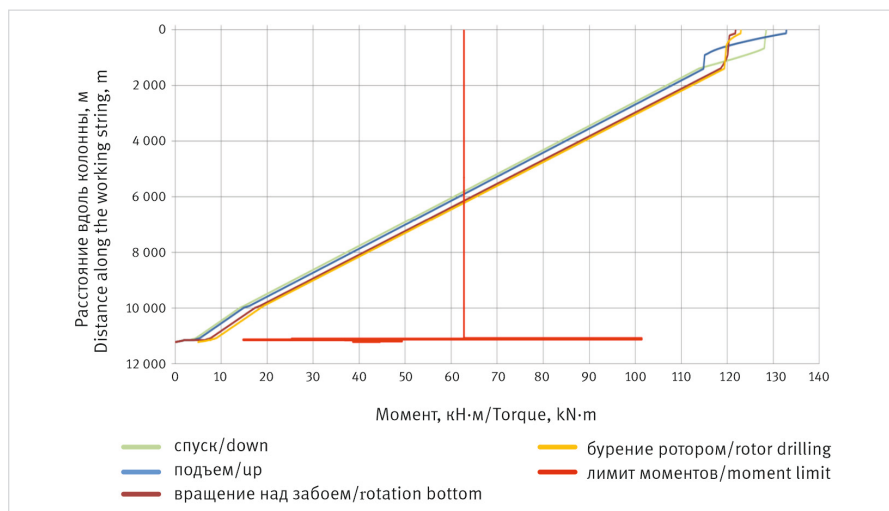


Рис. 4. Графики крутящих моментов при бурении секции под ОК-168,3: $K_{тр.ОК} = 0,3$; $K_{тр.откр.ств} = 0,4$
 Fig. 4. Torque curves when drilling 168,3 mm casing section: CHFF = 0,3; OHFF = 0,4

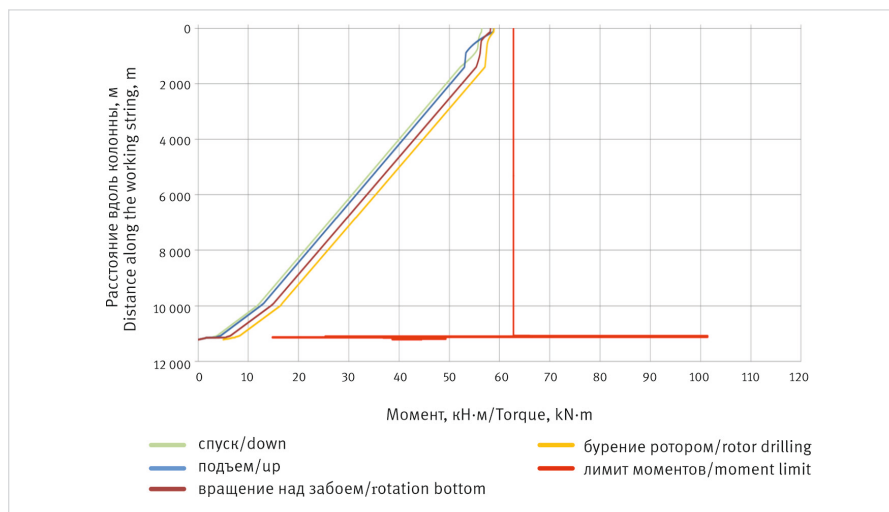


Рис. 5. Графики крутящих моментов при бурении секции под ОК-168,3: $K_{тр.ОК} = 0,15$; $K_{тр.откр.ств} = 0,25$
 Fig. 5. Torque curves when drilling 168.3 mm casing section: CHFF = 0,15; OHFF = 0,25

Табл. 3. Проектные параметры бурового раствора
 Tab. 3. Design parameters of drilling mud

Тип раствора	Параметры	Значение	
		ОК Ø 244,5	ОК Ø 168,3
РУО	Плотность, кг/м ³	1 300–1 400–1 500	1 200–1 250–1 300–1 350–1 400
	Пластическая вязкость, сПз	25	20
	ДНС, дПа	160	160

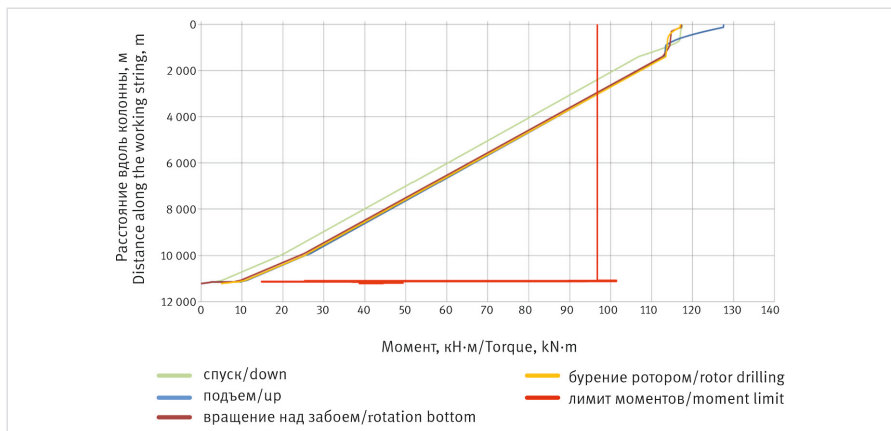


Рис. 6. Графики крутящих моментов при бурении секции под ОК-168,3: $K_{тр.ОК} = 0,3$; $K_{тр.откр.ств} = 0,4$
 Fig. 6. Torque curves when drilling 168.3 mm casing section: CHFF = 0,3; OHFF = 0,4

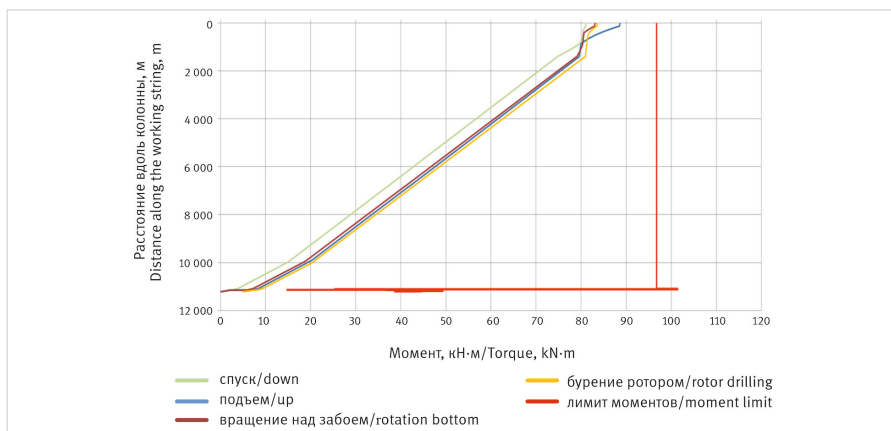


Рис. 7. Графики крутящих моментов при бурении секции под ОК-168,3: $K_{тр.ОК} = 0,22$; $K_{тр.откр.ств} = 0,32$
 Fig. 7. Torque curves when drilling 168,3 mm casing section: CHFF = 0,22; OHFF = 0,32

- осуществлять бурение горизонтальной скважины с БОВ с эффективной передачей осевой нагрузки на долото с требуемым коэффициентом запаса прочности по растяжению и крутящему моменту отечественным бурильным инструментом;
- оптимально моделировать промывку и очистку ствола скважины, а также рассчитывать ЭЦП, исходя из проектных ограничений;
- производить спуск обсадных колонн отечественного производства без риска возникновения критических спиральных и синусоидальных изгибов;
- вводить в эксплуатацию залежи, находящиеся на протяженном расстоянии от береговой линии.

Список литературы

1. Фаттахов М.М., Ахметшин И.К. Оптимизация профилей скважин с большой протяженностью горизонтального участка // Бурение и нефть. 2012. № 8. С. 42–44.
2. Крылов В.И., Крецул В.В. Технологические особенности бурения скважин с большими отходами забоя от вертикали // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2005. № 10. С. 10–19.
3. Арсланбеков А., Севодин Н., Валуев Д., Мосин В., Королев А. Опыт применения и оптимизация рецептов растворов на углеводородной основе для бурения скважин с большим отходом от вертикали в условиях ЯНАО // Нефтегазовая вертикаль. 2011. № 2. С. 58–60.
4. Швец С.В. Влияние параметров траектории горизонтальной скважины на спуск обсадной колонны // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2014. № 7. С. 19–23.

ENGLISH

Results

The results of engineering and fluid flow simulation runs described in the paper show that domestic drilling tools, out the existing range, can only be used at certain stages of extended-reach drilling well construction process.

Conclusions

Russian companies should focus on the development of competitive drilling equipment that would allow the operators to fully replace foreign

analogues, to ensure the following:

- drill horizontal ERD wells with effective transfer of axial load to the bit with the required tensile strength and torque using domestic drilling tools;
- simulate optimal wellbore flushing and cleaning and estimate ECD based on design constraints;
- run domestic casings without the risk of critical spiral and sinusoidal bends;
- operate prospects located at a long distance from the coastline.

References

1. Fattakhov M.M., Akhmetshin I.K. Optimization of profiles of wells with great length of horizontal section. Drilling and oil, 2012, issue 8, P. 42–44. (In Russ).
2. Krylov V.I., Kretsul V.V. Technological features of drilling ERD wells. Construction of oil and gas wells on land and sea, 2012, issue 10, P. 10–19. (In Russ).
3. Arslanbekov A., Sevodin N., Valuev D., Mosin V., Korolev A. Application and optimization of oil-based drilling fluids for ERD wells YNAO Area. Oil and Gas Vertical, 2011, issue 2, P. 58–60. (In Russ).
4. Shvets S.V. Influence of horizontal wells trajectory on runnings of drill-pipe casing strings. Construction of oil and gas wells on land and sea, 2014, issue 7, P. 19–23. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Герасименко Николай Алексеевич, главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
 Для контактов: nagerasimenko@tnnc.rosneft.ru

Gerasimenko Nikolay Alekseevich, chief specialist, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia
 Corresponding author: nagerasimenko@tnnc.rosneft.ru

Хабаров Алексей Вячеславович, руководитель группы, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Khabarov Alexey Vyacheslavovich, team leader, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Савин Алексей Евгеньевич, начальник отдела, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Savin Alexey Evgenevich, department head, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia