



УДК 521

СПОСОБЫ СНИЖЕНИЯ ИЗНОСА БУРИЛЬНЫХ ТРУБ В СКВАЖИНАХ СО СЛОЖНЫМ ПРОФИЛЕМ

METHODS OF REDUCING WEAR OF DRILL PIPES IN WELLS WITH A COMPLEX PROFILE

Доброчасов Александр Игоревич

магистрант кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин»,
Тюменский индустриальный университет
alek-dobrochasov2009@yandex.ru

Dobrochasov Aleksandr Igorevich

Undergraduate of the department
«Drilling of oil and gas wells»
Industrial University of Tyumen
alek-dobrochasov2009@yandex.ru

Аннотация. В работе проведен анализ инцидентов, связанных с промывом бурильных труб, определены их возможные причины. Проанализированы мероприятия для предотвращения износа и снижения напряжений в бурильной колонне. Проведены лабораторные испытания на трение и износ композитных материалов.

Annotation. The work analyzes the incidents associated with flushing of drill pipes, their possible causes are determined. Measures to prevent wear and reduce stresses in the drill string have been analyzed. Laboratory tests for friction and the wearing of composite materials have been carried out.

Ключевые слова: бурильные трубы, усталостный износ, защитные покрытия, роликовые переводники, полимерные центраторы.

Keywords: drill pipes, fatigue stress, protective coatings, roller adapters, polymer centralizers.

Введение

В современном темпе оптимизации добычи углеводородного сырья бурение технологичных, высокодебитных скважин занимает особое место. В частности, к технологичным относятся горизонтальные скважины с большим отходом от вертикали; с наличием дополнительных боковых отводов, простирающихся вдоль напластования между кровлей и подошвой продуктивного горизонта для улучшения гидродинамической связи с нефтенасыщенной частью коллектора – многозобные скважины (МЗС). Большая протяженность скважин по стволу, необходимость корректировки траектории в связи с возможными рисками пересечений с соседними скважинами приводит к общему усложнению профиля – увеличение количества интервалов пространственного искривления, больших разворотов по азимуту. Последнее, в свою очередь, негативно влияет на процесс проводки скважины в целом (высокие значения сил сопротивления, момента на вращение, недостижение нагрузки на долото).

Актуальность работы

В 2015–2016 гг. на одном из стратегических месторождений Западной Сибири при бурении горизонтальных скважин (ГС) и МЗС с применением роторных управляемых систем (РУС) были получены инциденты, связанные с промывом бурильного инструмента (табл. 1). Проведенный анализ образцов бурильных труб показал отсутствие влияния коррозии металла на образование промывов. Основной причиной инцидентов с инструментом является длительность напряженного режима работы бурильного инструмента в режиме роторного бурения сложнопрофильных ГС и МЗС.

Как видно из представленных в таблице 1 данных, разрушения бурильных труб получены при последовательном углублении нескольких скважин с РУС – куст № 12, в остальных – единичные случаи промыва, предположительно, по причине общей усталости инструмента. При этом разница азимутов транспортного и горизонтального участков 40–170 градусов. В то же время следует отметить, что имеются единичные скважины с относительно простыми профилями (скважина № 4 куста 12 с разницей азимутов транспортного и горизонтального участков около 40 градусов), в которых также получены промывы инструмента. В таких случаях возможной причиной инцидента с промывом труб может являться длительная эксплуатация инструмента.

Для снижения очагов концентрации напряжений и предупреждения разрушений БТ необходима выработка методов и средств, направленных на обеспечение щадящей эксплуатации СБТ при роторном бурении.

Целью работы является анализ существующих и выработка методов и средств снижения коэффициента трения и напряженного режима работы СБТ в интервалах пространственного набора кривизны, что позволит увеличить срок службы бурильного инструмента, оптимизировать режимы бурения горизонтального участка.

Объектом исследования являются скважины сложной траектории, пробуренные на месторождении в 2015–2016 гг., предмет исследования – природа возникновения очагов концентраций напряженного состояния, способы их снижения и предупреждения.



Таблица 1 – Информация о скважинах, пробуренных с осложнениями

Куст	Скважина	Тип скважины	КНБК	Δ азимута между ГУ и транспортным стволом, гр.	Примечание
12	1	МЗС 3	РУС в ГУ	130	промыв БИ при срезке 3-го ГУ
	2	МЗС 3	РУС в ГУ	10	–
	3	ГС	РУС и ВЗД в ГУ	60	–
	4	МЗС 3	РУС в ГУ	40	промыв БИ
	5	МЗС 2	РУС в ГУ	90	промыв БИ
	6	МЗС 3	РУС в ГУ	150	промыв БИ
	7	МЗС 5	РУС в ГУ	110	промыв БИ
13	1	МЗС 2	РУС в ГУ	170	промывы БИ
	2	МЗС 3	РУС в ГУ (1,2,3)	140	–
	3	ГС	РУС в ГУ	162	–
	4	МЗС 3	РУС в транспорте и в ГУ	140	промыв БИ
18	1	МЗС 3	РУС в т/с до отказа РУС в ГУ 1 (до отказа)	60	–
	2	МЗС 3	РУС в ГУ 1	180	–
	3	ГС	РУС в ГУ	132	–
	4	ГС	РУС в ГУ	130	промыв БИ
	5	МЗС 3	РУС в ГУ	80	–
	6	МЗС 5	РУС в транспорте и в ГУ	150	–

Инженерный расчет буримости осложненных скважин

На основании данных фактической траектории, суточных рапортов супервайзеров, информации из индивидуальных технических проектов (ИТП) был произведен расчет буримости скважин для выявления причин разрушения бурильного инструмента. Результаты расчета представлены в таблице 2.

Согласно расчетам, усталостный износ возникает в местах изменения зенитного и азимутального углов. В наклонных секциях траектории возникают синусоидальные изгибы в режиме бурения забойным двигателем для достижения проектной нагрузки на долото. При вращении колонна начинает принимать спиралевидную форму – спиральный изгиб. Изгибы образуются в результате попытки достижения проектной нагрузки, но высокие сопротивления на продольное перемещение создают значительное препятствие для необходимого режима нагружения.

Таблица 2 – Анализ напряженного состояния работы СБТ

№ куста		12					13		18
№ скважины		1	4	5	6	7	1	4	4
Разница азимутов транспортного и ГУ		130°	40°	90°	150°	110°	170°	140°	130°
Натяжение при подъеме, тн		111,9	97,45	101,1	95,2	98,14	110,7	110,45	105,43
Момент при бурении ротором, кН·м		19,51	15,28	15,5	13,08	14,04	18,14	18,61	15,97
Вес на крюке при подъеме (max), тн.		121,9	107,45	111,1	105,2	108,14	120,7	120,45	115,43
G _{план} (G _{факт}), тн		6–8 (0–2)	3–5	2–10 (0–3)	2–10 (0–4)	2–10 (0–2)	3–5	10	4–6 (9)
Q _{факт} , л/сек		15	16	16	18	16	15	16	15
Кол-во интервалов стрессов	усталостный износ	7	1	2	2	–	4	17	5
	синусоидальный изгиб	1	2	5	1	5	6	15	12
	спиральный изгиб	1	–	–	–	–	–	9	2

Подобный режим работы колонны приводит к снижению эффективности бурения, поскольку колонна по мере снижения жесткости и повышения параметров режима бурения теряет свои качества



канала передачи энергии и разрушающих усилий к забюю скважины. Вследствие этого снижается механическая скорость бурения, повышается износ элементов колонны и породоразрушающего инструмента, увеличиваются затраты мощности на бурение.

Если сила прижатия колонны к стенке скважины усиливается, к примеру, вследствие роста частоты вращения, то при определенном боковом усилии сила трения становится способной повернуть колонну вокруг ее оси и заставить катиться по стенке скважины. При этом породоразрушающий инструмент вместо вращения вокруг своей оси совершает окатывание по периметру забоя. В результате образуется забой винтовой извилистости.

Таким образом, при малых частотах вращения бурильная колонна лежит на стенке ствола скважины. При увеличении вращения колонна начинает совершать «змееобразные» колебательные движения, а при дальнейшем возрастании частоты вращения колебания становятся хаотичными, сопровождаясь ударами и отскоками элементов труб от стенки скважины. Такой режим может привести к серьезным повреждениям: внутренний износ обсадной трубы, ускоренное изнашивание резьбовых соединений, образование усталостных микротрещин на границе сопряжения тела трубы и замков (в результате разности диаметров), преждевременный износ долот PDC, отказ системы MWD из-за ударных нагрузок о стенку скважины [1].

Подбор скважин для расчета и построения граничной области бурения

С целью определения «оптимальной» области бурения скважин с ГУ, за пределами которой бурильная колонна работает в напряженном режиме, были отобраны более 40 скважин месторождения по следующим критериям:

- смещение от устья точки T_1 (начала ГУ) – более 500 м;
- разница азимутов транспортного и горизонтального участков с допуском $\pm 5^\circ$: 0° ; 90° ; 105° ; 120° ; 135° ;
- проектный пласт БУ₁₅, исходя их статистического расчета по нахождению средних смещения точки T_1 и зенитного угла в интервале стабилизации.

Все расчеты проводились в ПО «Wellplan», режимы бурения (нагрузка на долото, расход ПЖ, частота вращения) выбирались на основании данных суточных рапортов (табл. 3).

Таблица 3 – Исходные данные для расчета по результатам выборки

Разница азимутов между ГУ и транспортным стволом, °	Среднее смещение на T_1	Средняя длина ГУ, м	ЗУ в интервале стабилизации, °
0	1132	500	20,3
90		400	24
105		450	26,6
120		510	31,2
135		450	37,2

При последовательном увеличении длины ГУ с шагом 10 м фиксировались натяжения и моменты, как при роторном, так и при бурении ВЗД. При достижении «максимально допустимой» длины, далее при увеличении ГУ отмечались синусоидальные изгибы, усталостный износ. Уменьшая ГУ с шагом 1 м, достигалась таким образом оптимальная длина, за пределами которой находились напряженные состояния работы бурильных труб (табл. 4).

Таблица 4 – Результаты расчета максимального удлинения ГУ при бурении под хвостовик

Параметр	Разница азимутов транспортного и горизонтального участков				
	0°	90°	105°	120°	135°
Максимальная протяженность ГУ, м	770	660	680	686	686
Эффективное натяжение при подъеме, т	85,27	91,6	92,64	97,63	100,3
Истинное натяжение при подъеме, т	85,27	91,6	92,64	97,63	100,3
Момент при бурении ротором, кН·м	13,82	17,74	15,8	15,94	17,23
Напряжение по Мизесу при подъеме, МПа	423,35	467,03	440,89	452,35	468,32
Вес на крюке при подъеме (max), т	101,6	105,96	102,95	107,63	110,3
Вес на крюке при бурении ГЗД (min), т	56,48	44,56	50,12	54,52	52,24



Таким образом, получили зону удлинённых интервалов ГУ, ещё оптимальную, но близкую к неблагоприятной для работы бурильного инструмента и возможностей буровой установки (рис. 1, серым цветом построены максимальные граничные траектории).

Из расчетов следует, что 50 % скважин с промывом расположены за пределами «допустимой» области (рис. 1).

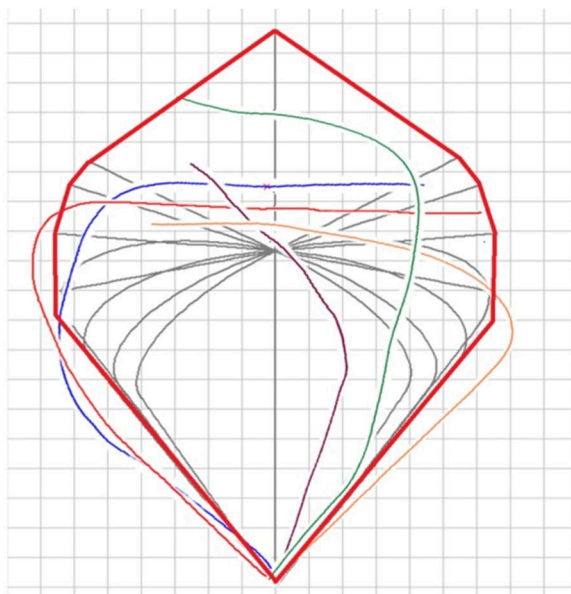


Рисунок 1 – Наложение фактических траекторий на, построенную по средним значениям, граничную область

Скважины с промывами в пределах допустимой области имеют достаточно высокую интенсивность искривления и извилистость, что в совокупности с роторным бурением обуславливает проявление усталостных явлений и дальнейший промыв инструмента по телу трубы.

Номограмма (рис. 1) может использоваться для оперативного определения скважин с потенциальным риском промыва бурильного инструмента, при использовании РУС (при нахождении за пределами «допустимой» области, выделенной красным цветом).

Следует отметить, что номограмма не является универсальным инструментом для предупреждения усталостного износа бурильных труб, поэтому требуется как оптимизация профиля «рисковых» скважин, так и применение технических средств, для предупреждения усталостного и абразивного износа.

Согласно выполненным расчетам, усталостный износ проявляется при поддержании пространственной интенсивности искривления на первом участке набора кривизны более $1,2^\circ/10$ м.

Обобщение опыта повышения устойчивости к износу БТ

Кроме оптимизации профилей, также возможно применение технико-технологических решений, направленных на оптимизацию работы бурильного инструмента.

При ускоренном и экономически эффективном бурении бурильная колонна подвергается циклическому изгибу с повышенной, по сравнению с нормальными условиями, частотой, и стойкость бурильной колонны к усталостным нагрузкам является необходимостью.

Конструкции бурильных труб для устранения износа наружной поверхности замков допускают или предусматривают, в частности, замену их или восстановление изношенной поверхности, при износе замковых резьб – возможность перенарезки, при развитии сети усталостных трещин – перевод труб в более легкие условия эксплуатации.

На месторождениях Тайланда широко распространено бурение скважин большой протяженности и скважин малого диаметра. Специалисты компании Chevron в своих трудах указывают на эффективность использования колонны труб диаметром 101,9 мм взамен 88,9 мм. Расчетным и опытным путем доказано увеличение прочности на кручение и растяжение, снижение гидравлических потерь [2, 3].

С точки зрения бурения, повышенная жесткость означает увеличение сопротивления продольному изгибу, снижение поперечных колебаний, поскольку момент инерции пропорционален 4-й степени диаметра. К тому же, при бурении трубами большего диаметра с неизменным диаметром долота и расходом промывочной жидкости увеличится скорость восходящего потока в кольцевом пространстве, что улучшает качество очистки скважины, снижая при этом эквивалентную циркуляционную плотность.

Для обеспечения повышенной способности передачи крутящего момента используются двухупорные соединения (НТ 38) в обеих частях БТ (рис. 2). Второй упор обеспечивает повышенную способность передавать крутящий момент по сравнению с типовым резьбовым упорным соединением по стандарту API.

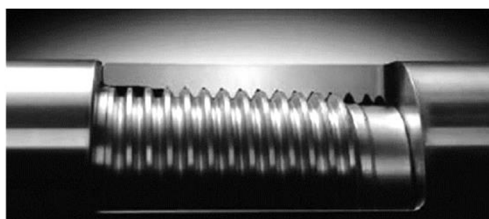


Рисунок 2 – Двухпорное соединение (НТ 38)

При использовании стандартных марок и размеров соединений по стандарту АНИ усталостное изменение свойств материала, как правило, скорее возникает в теле трубы, а не в соединениях.

Для повышения усталостной и абразивной прочности соединений в настоящее время применяется технология «Hardbanding» – метод нанесения на замки бурильных труб защитного металлического покрытия с целью увеличения их ресурса и предупреждения износа обсадной трубы в результате контакта при вращении.

Испытания по оценке износостойкости защитного покрытия отечественного и зарубежного производства были проведены компанией ООО «МТСервис» совместно с МГТУ им. Баумана и при участии АО «Сибирская сервисная компания» (АО «ССК») [4].

На образец бурильного замка СБТ-89 (внешний диаметр 127 мм) были нанесены и испытаны (рис. 3–5) в двух моделях вращения (обсаженный и открытый ствол) следующие типы покрытий:

- 1) ВoTn 3000, Hilong;
- 2) OTW-13 CF, Castolin Eutectic;
- 3) ASM NGN-GS, ACM;
- 4) НП-58, Интерпро;
- 5) НП-57, Интерпро;
- 6) ARNCO 350ХТ, Arnco Technology Trust;
- 7) OTW-12Ti, Castolin Eutectic;
- 8) Duraband NC, Postle Industries;
- 9) Электромеханическая обработка.



Рисунок 3 – Образцы с нанесенными защитными покрытиями

Результаты испытаний показали, что технология упрочнения поверхности замка методом электромеханической обработки (ЭМО) имеет немного худшие, но в целом сопоставимые результаты в сравнении с нанесением износостойкого покрытия (рис. 6, 7). Данная технология основана на непрерывном контакте инструмента и обрабатываемой детали, через которые пропускается электрический ток 400–3000 А и напряжением 0,5–6 В, сопровождающееся нагревом зоны контакта до 900–1000 °С с последующим отводом тепла внутрь детали и, как следствие, закалка поверхностного слоя.

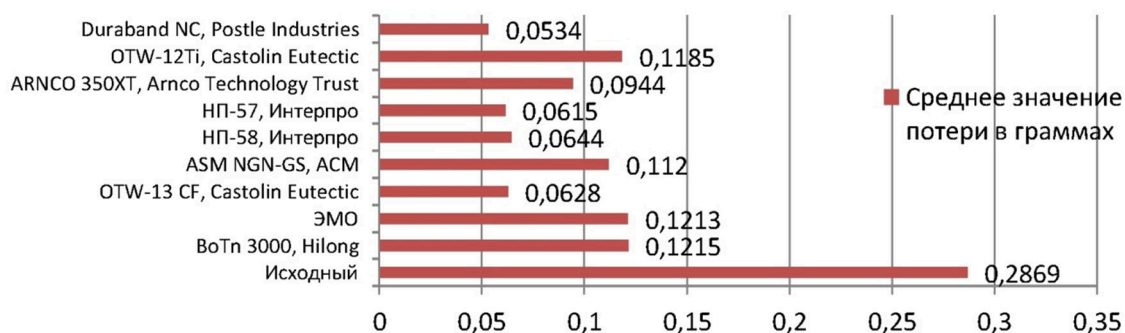


Рисунок 4 – График износа защитных покрытий при моделировании вращения в открытом стволе

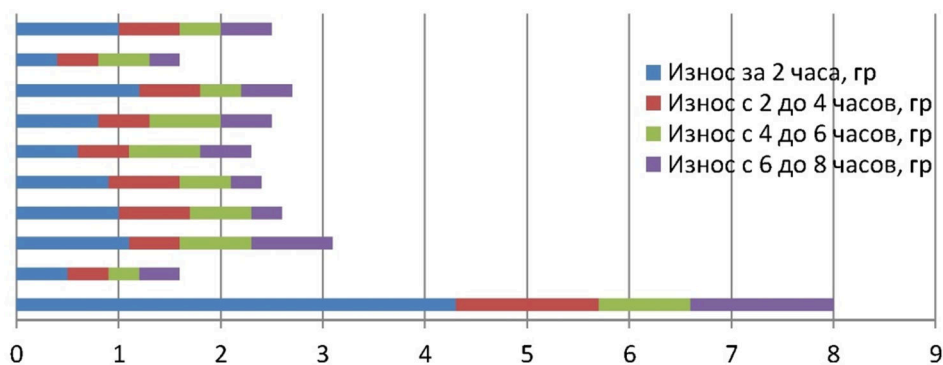


Рисунок 5 – Диаграмма износа защитных покрытий при моделировании вращения в обсаженном стволе

Основными достоинствами ЭМО по сравнению с нанесением износостойкого слоя является повышение прочности не только наружной поверхности, но и закалка витков резьбы внутри замка. Технология не требует расходных наплавочных материалов или защитных газов, тем самым являясь экологически чистым и технологически простым методом обработки.

Технология «Hardbanding» является относительно эффективным методом снижения трения на границе «замок БТ-обсадная труба», однако, периодически необходимо обновлять защитный слой, что представляет определенные сложности в полевых условиях.

Снизить частоту контакта бурильных замков с ОК, при этом уменьшив коэффициент трения, возможно, применяя специальные роликовые переводники (рис. 6).



Рисунок 6 – Роликовые переводники



Рисунок 7 – Образцы полимерных центраторов

Наружный диаметр переводника превышает наружный диаметр замков, что позволяет отодвинуть последние от поверхности ствола. При этом меняются контактные поверхности и вместо грубой стали замка, трущегося о грубую сталь обсадной трубы или ствола скважины, теперь полированная поверхность переводника вращается в гильзе, понижая коэффициент трения до 0,09 [5].

Согласно работе [5] роликовые переводники необходимо устанавливать в том участке скважины, где они будут приносить максимальную пользу, снижая потери на трение и сопротивление. В большинстве рассмотренных скважин основные потери на трение возникают в наклонной секции и участках геометрических отклонений. Наличие бокового усилия, о котором написано выше, указывает на место, где необходимо установить механический инструмент для уменьшения трения.

Таким образом, роликовые переводники являются надежным решением проблем, с которыми сталкиваются при направленном бурении, наличии серьезных искривлений ствола и прочих факторов, приводящих к повышению момента и сопротивления.

Однако вес переводника больше веса отрезка трубы, который он замещает. При этом на стенку ствола оказывается большая нагрузка, а также возрастает нормальное усилие. К тому же повышенный таким образом общий вес бурильной колонны, дополнительные внутренние гидросопротивления увеличивают нагрузку на лебедку, насосы и верхний привод.

Согласно работе [6] роликовые центраторы в составе бурильной колонны предпочтительно размещать в интервале обсадной колонны (с размещением роликоподшипниковых переводников на участке набора угла, а часть из них – на участке стабилизации). В интервале открытого ствола применение роликовых центраторов может быть менее эффективным по причине заиливания зазоров в подшипниковых узлах, врезания роликовых узлов в наработанную на стенке корку бурового раствора.

Поэтому, когда в условиях Западной Сибири ствол под эксплуатационную колонну имеет протяженность свыше 1,5–2 км и обсаженная часть колонны имеет преимущественно небольшие зенит-



ные углы, эффект от применения роликовых центраторов должен быть менее действенным. В связи с этим, целесообразно в перспективе использование в интервалах открытого ствола полимерных центраторов в составе бурильной колонны.

Проанализировав мировой опыт методов предупреждения преждевременного износа БТ, оценив главные достоинства и недостатки, считаем необходимым применение таких инструментов, которые бы дали возможность при неизменном (с точки зрения модернизации) бурильном инструменте снизить затраты на преодоление сил трения и сопротивления, сохранив при том прежнюю жесткость БК.

Из рассмотренных технологий (табл. 5) оптимальным, на наш взгляд, является использование центраторов из полимерных материалов (рис. 7), обладающих малым собственным весом, низким коэффициентом трения и высокими показателями на износ.

Таблица 5 – Сопоставление рассмотренных вариантов

Вид мероприятия	Достоинства	Недостатки
Переход на БТ большего диаметра	Снижение поперечных и крутильных колебаний	Высокая жесткость, большой вес
Совершенствование соединений (НТ 38)	Повышенная способность к передаче крутящего момента	Переход требует высоких финансовых затрат для бурового подрядчика
Hardbanding	Снижение абразивного износа замков БТ, снижение трения	Требует периодической повторной обработки, высокие требования к обрабатываемой поверхности
Электромагнитная обработка	Закалка поверхности замков и профиля резьбы, технологическая простота	Немного худшие результаты по износостойкости при равных требованиях, по сравнению с Хардбендингом
Роликовые переводники	Снижение трения, сопротивления на продольное перемещение	Увеличение общей жесткости и веса БК, неэффективно в интервалах открытого ствола
Полимерные центраторы	Значительное снижение трения и сопротивления без изменения жесткости БК	–

Лабораторные исследования полимерных центраторов на трение и износ

Для оценки степени износа и коэффициента трения полимерных материалов была использована установка ИИ-5018 «Машина для испытания материалов на трение и износ» на базе ТИУ.

Установка позволяет определить испытания по схемам, указанным на рисунке 8. Принцип действия заключается в прижатии с задаваемой силой P верхнего образца к вращающемуся нижнему образцу (диску) 2. По схеме I к диску прижимается неподвижный вкладыш, по схеме II – вращающийся ролик, по схеме III – неподвижная втулка.

В нашей работе использовалась схема 1.

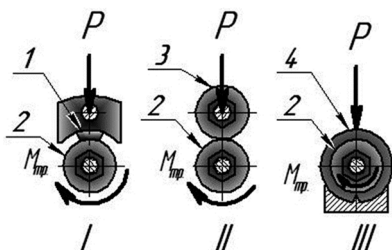


Рисунок 8 – Схемы возможных испытаний на трение на установке ИИ-5018

Для этого, из образцов центраторов на Экспериментальном заводе буровой техники ТИУ были изготовлены специальные вкладыши (рис. 9). Образцы полимерных центраторов испытывались при постоянной частоте вращения диска, но с разной силой прижатия, с целью определения зависимости коэффициента трения от нагружения. Время испытания каждого образца – 30 мин. В режиме реального времени в специализированном ПО отображалась подробная информация о проводимом исследовании. После проведения испытаний все образцы были промыты, просушены и повторно взвешены. Результаты приведены в таблице 6.

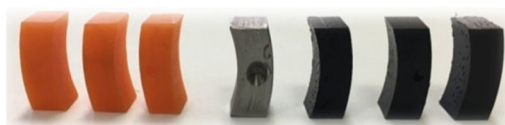


Рисунок 9 – Вкладыши из металла и полимерных центраторов



Из результатов испытаний следует (табл. 6), что оба изученных полимерных материала имеют меньший коэффициент трения и износ на границе «металл-полимер», чем при контакте двух металлов. При этом полимерные вкладыши вращались с большей частотой, силой прижатия и прошли больший путь трения, чем металлический образец.

Таблица 6 – Испытание образцов на трение и износ

Материал образца	Массы образцов, г		ΔM, г	Сила прижатия, Н	n, об/мин	μ
	до	после				
Сталь (40ХН)	13,423	13,414	0,009	300	100	0,23
Полиуретан	1,817	1,815	0,002	750-800	200	0,047
	1,816	1,813	0,003	500-550		0,051
	1,815	1,814	0,001	600-650		0,042
ПВХ	2,111	2,104	0,007	750-800		0,063
	2,030	2,027	0,003	500-550		0,050
	2,063	2,061	0,002	600-650		0,056

Методика расстановки центраторов

Существующие методики расстановки центраторов предназначены только для обсадных труб, главной целью которых является создание концентричного расположения ОК в скважине и минимизация прогиба между установленными центрирующими устройствами.

Рассмотрим вкратце методику расстановки центраторов по стандарту API (ANSI/API Recommended Practice 10D-2) [7].

В наклонном стволе скважины при концентричном расположении величина прогиба рассчитывается следующим образом:

$$\delta = \frac{(W_b \cdot \sin\theta) \ell_c^4}{384E \cdot I}, \tag{1}$$

где W_b – удельный вес трубы, выраженный в Н/м; θ – угол наклона ствола скважины, выраженный в градусах; ℓ_c – расстояние между центраторами, м; E – модуль упругости, выраженный в Н/м² (или Па); I – момент инерции обсадной колонны, м⁴.

Боковая нагрузка F_ℓ [Н] длины (ℓ_c) обсадной колонны:

$$F_\ell = W_b \cdot \ell_c \cdot \sin\theta. \tag{2}$$

С учетом максимально допустимой нагрузки на центратор (по паспортным характеристикам) подбирается оптимальное расстояние между ними с минимальным прогибом, не допускающим контакта нижней точки полуволны со стенкой скважины.

По нашему мнению, в случае бурильной колонны нет особого смысла в создании концентричного расположения БТ в скважине. Основная необходимость – снизить контакт замков БТ с поверхностью ОК, что достигается установкой центраторов в наклонные участки скважины и участки с большим боковым усилием.

Рассмотрим более подробно в ПО «Wellplan». В качестве примера – скважина № 1 куста 13, где были зафиксированы множественные промывы БТ (рис. 10). Как видно из рисунка, наибольшие боковые усилия, соответственно, и сопротивления возникают в интервалах пространственного изменения траектории.

Включив режим расстановки центраторов на бурильную колонну, указываем интервалы, выбираем из каталога приближенный центратор (в каталоге полимерные центраторы не заданы), наружный диаметр больше диаметра замков БТ – для обеспечения минимального контакта замка с ОК.

Результаты представлены на рисунке 11 и в таблице 7.

Применение центраторов позволяет снизить на 12–21 % режим нагружения бурильного инструмента, на 26–52 % снижается крутящий момент (табл. 6), минимизируется усталостный износ, что в совокупности должно позволить поддерживать более щадящий режим эксплуатации бурильных труб при бурении с РУС.

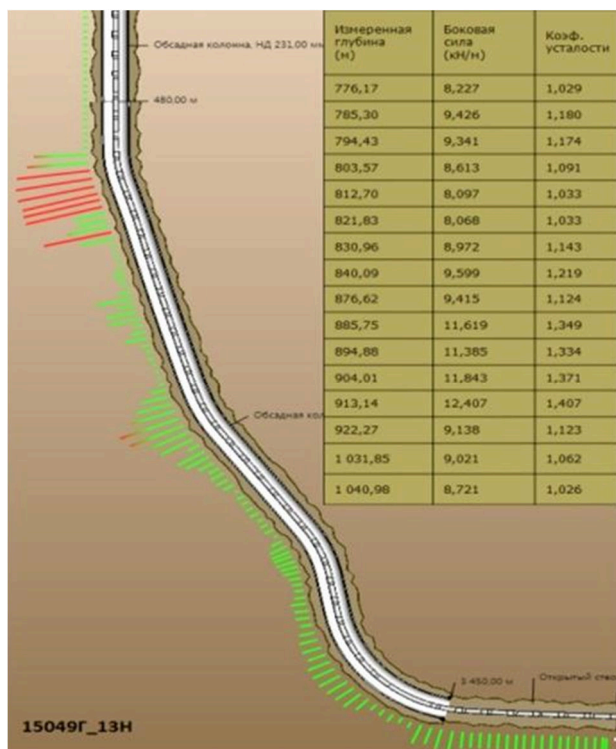


Рисунок 10 – Значения боковой силы и коэффициента усталости по глубине

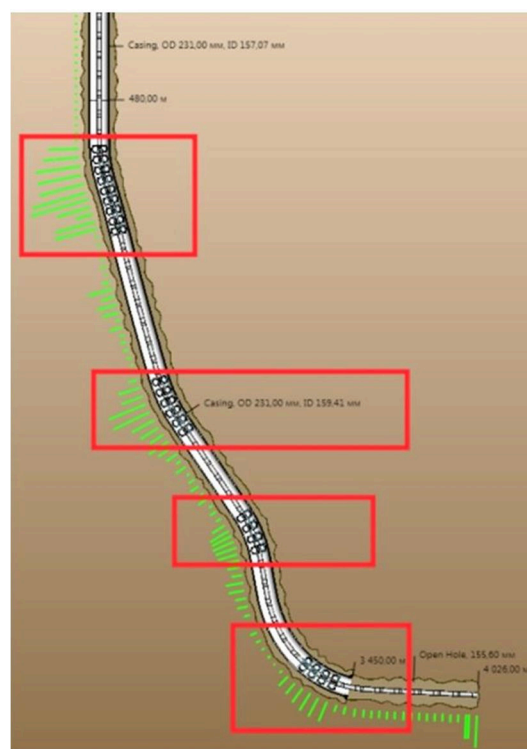


Рисунок 11 – Установка центрирующих элементов

Таблица 7 – Сравнительная таблица оценки положительного эффекта от установленных центраторов

№ скважины	Натяжения без центраторов			Натяжения с центраторами		
	вес при подъеме, т	момент на роторе, кН·м	макс. коэф. усталости	вес при подъеме, т	момент на роторе, кН·м	макс. коэф. усталости
1 (13)	124,4	17,7	1,15	98,04 (-21 %)	8,5 (-52 %)	1,08 (-6,5 %)
4 (18)	116,5	16,8	1,27	94,36 (-19 %)	10,3 (-38 %)	1,19 (-6,7 %)
1 (12)	122,9	19,3	1,6	97,4 (-20 %)	8,85 (-54 %)	1,52 (-5 %)
4 (13)	121,2	18,8	1,47	98,5 (-18 %)	12,9 (-31 %)	1,37 (-7,3 %)
5 (12)	115,9	17,5	0,7	102,2 (-12 %)	12,8 (-26 %)	0,65 (-7,6 %)
Среднее улучшение, %				18 %	40 %	6,6 %

Заключение

Теоретические результаты использования методов снижения трения зависят, в основном, от геометрии ствола, количества и расположения инструмента. Модели момента и усилия служат прекрасным подспорьем при выборе количества и местоположения такого инструмента. Можно добиться значительного снижения крутящего момента, снижения веса на крюке при подъеме инструмента, установив в «правильных» местах полимерные центраторы.

При планировании траекторий и дальнейшей разработке проектной документации на строительство скважин рекомендуется учитывать максимально возможные пространственные интенсивности первого участка набора кривизны (не более 1,2°/10 м) для снижения усталостного износа БТ-101,6 мм.

Автор выражает благодарность за помощь в подготовке материала:

Бакирову Д.Л. – заместителю генерального директора Филиала по научной работе в области строительства скважин ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмень;

Фаттахову М.М. – начальнику отдела техники и технологии строительства скважин Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмень;

Багаеву П.А. – главному специалисту отдела проектирования строительства и реконструкции скважин Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмень;

Кулябину Г.А. – профессору кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин» Тюменского индустриального университета;

Кускову К.В. – директору «Технополиса» Департамента научно-исследовательской деятельности Тюменского индустриального университета.



Литература:

1. Нескоромных В.В. Оптимизация в геологоразведочном производстве. – М. : ИНФРА-М; Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2015. – 199 с. – (Высшее образование: Бакалавриат).
2. Плесси Г.Ж. [и др.]. Высокоэффективного бурение скважин малого диаметра с использованием бурильных труб диаметром 4 дюйма и усовершенствованных соединений : доклад IADC/SPE 87988, представленный на конференции по буровым технологиям в Азиатско-Тихоокеанском регионе в Куала-Лумпуре 13–15 сентября 2004 г.
3. Гийом Ж. Плесси [и др.]. Усталость бурильных труб в условиях ускоренного бурения: как справиться с экстремальными нагрузками! : доклад IADC/SPE 103908, представленный на конференции по буровым технологиям в Азиатско-Тихоокеанском регионе в Бангкоке, Таиланд, с 13–15 ноября 2006 г.
4. Хардбердинг как эффективный метод увеличения ресурса бурильных труб и защиты обсадной колонны. Результаты трибологических испытаний износостойких наплавки для бурильных замков / Садовников А.В. [и др.] // Бурение и нефть. – 2017. – № 6. – С. 30–34.
5. Тим Паркер Лонг, Джон Эдвард МакКормик, Мелисса Энн Фрило. Бурение и заканчивание сложных скважин с чрезмерными моментами и сопротивлением : доклад IADC/SPE 125991, представленный на конференции по технологиям бурения, Ближний Восток, г. Манама (Бахрейн) 26–28 октября 2009 г.
6. Майк Мимс, Тони Крепп, Харри Вильямс, Проектирование и ведение бурения для скважин с большим отклонением от вертикали и сложных скважин // K&M Текнолоджи Груп, ЛЛК. – Хьюстон, Техас, 1999, 227 с.
7. ISO 10427-2:2004, Recommended Practice for Centralizer Placement and Stop Collar Testing.

References:

1. Neskromnych V.V. Optimization in prospecting production. – M : INFRA-M; Krasnoyarsk : Sib. feeder. un-t, 2015. – 199 p. – (The Higher education: Bachelor degree).
2. Plessis G.J. [etc.]. Highly effective well-drilling of small diameter with use of boring pipes with a diameter of 4 inches and advanced connections : report of IADC/SPE 87988 submitted at a conference on boring technologies in the Pacific Rim in Kuala Lumpur on September 13–15, 2004.
3. Guillaume Ge. Plessis [etc.]. Fatigue of boring pipes in the conditions of the accelerated drilling: how to cope with extreme loadings!: the report of IADC/SPE 103908 submitted at a conference on boring technologies in the Pacific Rim in Bangkok, Thailand since November 13–15, 2006.
4. Hardberding as effective method of increase in a resource of boring pipes and protection of an upsetting column. Results of tribological tests of wearproof naplavka for boring locks / Gardeners of A.V. [etc.] // Drilling and oil. – 2017. – № 6. – P. 30–34.
5. Tim Parker Long, John Edward MacCormick, Melissa Ann Frilo. Drilling and completion of difficult wells with the excessive moments and resistance: the report of IADC/SPE 125991 presented at a conference on technologies of drilling, the Middle East, Manama (Bahrain) on October 26–28, 2009.
6. Mike Mims, Tony Krepp, Harry Williams, Design and conducting drilling for wells with a big deviation from a vertical and difficult wells // K&M Technology Group, L.L.C. – Houston, Texas, 1999, 227 p.
7. ISO 10427-2:2004, Recommended Practice for Centralizer Placement and Stop Collar Testing.