



Олег Фомин: Сибирская Сервисная Компания (ССК)

Oleg Fomin: Siberian Service Company (SSC)

# ССК: Усталостное разрушение бурильных труб, его прогнозирование и профилактика

## SSC: Predicting and Preventing Drill String Fatigue Failure

**В** данной статье представлены результаты аналитического исследования усталостного разрушения бурильных труб в процессе строительства скважины, его прогнозирование и мероприятия по профилактике инцидентов.

Цитата из руководящих указаний «API RP 7G» пункт 13.2.1, касательно причин разрушения бурильных труб.

«Большинство разрушений бурильных труб связано с усталостью. Усталостное разрушение происходит в результате воздействия переменных напряжений, меньших предела текучести материала. Усталостные трещины начинаются с микротрещин, растущих под влиянием переменных напряжений. Скорость

**T**his article describes the results of an analytical study of drill string fatigue failure, prediction, and prevention during well construction.

Regarding the causes of drill string failure, the API Recommended Practice 7G, para. 13.2.1 states:

“Most failures of drill pipe result from some form of metal fatigue. A fatigue which originates as a result of repeated or fluctuating stresses with maximum values less than the tensile strength of the material. Fatigue fractures are progressive, beginning as minute cracks that grow under the action of fluctuating stress. The rate of propagation is related to the applied loads and under certain conditions may be extremely rapid. The failure does not normally

роста трещины зависит от величины нагрузки, и в определенных условиях может быть очень высокой. Разрушение не сопровождается значительной пластической деформацией, поэтому его трудно своевременно обнаружить. Не существует эффективных методов контроля накопленных усталостных повреждений или остаточной долговечности трубы при заданном уровне напряжений.

Современные методы контроля ограничены определением местонахождения трещин, ямок и других поверхностных дефектов; измерением остаточной толщины стенки и наружного диаметра; расчетом остаточного поперечного сечения.

Промышленная статистика свидетельствует, что значительная доля случаев выхода из строя труб приходится на зону захвата или на конец высаженной части. При контроле надо обращать внимание на такие критические участки, особенно если трубы подвергались воздействию аномально высоких изгибающих напряжений. Бурильные трубы, которые были проверены и оказались бездефектными, могут при дальнейшей работе очень быстро выйти из строя из-за накопления усталостных повреждений».

Накопление усталостных повреждений в бурильной трубе происходит под воздействием переменных напряжений в процессе вращения на искривленном интервале ствола скважины. Дополнительно процесс накопления усталостных повреждений ускоряют комбинированные нагрузки растяжения и кручения.

Накопление усталостных повреждений приводит к формированию и развитию микротрещины в теле бурильной трубы, последующей эрозии стенки и возникновению промыва. В случае несвоевременного подъема промытой бурильной трубы, под воздействием бурового раствора происходит дальнейшая интенсивная эрозия стенки и последующий слом тела.

Рассмотрим механизм развития усталостных микротрещин подробнее.

### Механизм развития усталостных микротрещин в теле бурильной трубы

Жизненный цикл формирования и развития усталостной микротрещины в теле бурильной трубы детально описан в публикации «Fatigue of Drillstring: State of the Art» (Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP, Vol. 57 (2002), No. 1, pp. 7-37)<sup>1</sup>. Его можно условно поделить на 3 стадии (рис. 2):

Стадия 1 – в процессе вращения бурильной трубы, на ее поверхности вблизи концентраторов напряжений

exhibit extensive plastic deformation and is therefore difficult to detect. There is no accepted means of inspecting which will determine the amount of cumulative fatigue damage or the remaining life in the pipe at a given stress level.

The presently accepted means of inspection are limited to the location of cracks, pits, and other surface marks: measurements of the remaining wall thickness; measurement of the outside diameter; and the calculation of the remaining cross sectional area.

Recent industry statistics confirm that a major percentage of pipe failures occur near the upset run-out or within the slip area. Special attention to these critical failure areas should be performed during inspection to facilitate crack detection in drill strings which have been subjected to abnormally high bending stresses. Drill pipe which has just been inspected and found to be crack free may develop cracks after very short additional service through the additional damage to previously cumulative fatigue damage. ☹☹

The accumulation of fatigue damage is due to the reversed variations of the stresses, such as those induced when the drill string rotates in a curved section of a wellbore. The development of fatigue is further accelerated through combined tension and torsion loading.

The accumulation of fatigue damage leads to the initiation and growth of microcracks in the drill pipe body, subsequent wall erosion, and washout. If the washed-out drill string is not tripped out at the right time, the drilling mud will induce intensive wall erosion eventually resulting in failure.

Now let us look at the mechanism of fatigue microcracking in more detail.

### Microcrack Fatigue Development in Drill Pipe

Microcrack fatigue formation and propagation life in the drill pipe is described in detail in the Fatigue of Drill string: State of the Art (Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP, Vol. 57 (2002), No. 1, pp. 7-37)<sup>1</sup>. It can be roughly divided into 3 stages (Fig. 2):

In Stage 1, when the drill string is rotated, due to the reverse cyclic stresses microscopic cracks appear near the surface ( $A_1$ , Fig. 1).

In Stage 2, the microcracks extend into the pipe body perpendicular to the applied stress, and the crack growth rate correlates to the stress level ( $A_2$ , Fig. 1). The microcrack growth rates are higher at the high stress concentration areas such as the threaded connections, the upset area between the tool joint and the pipe body, the area where the slips or tongs grip the pipe, or the

под воздействием циклических знакопеременных нагрузок зарождаются микротрещины ( $A_1$ , рис. 1).

Стадия 2 – микротрещины развиваются в теле трубы перпендикулярно направлению действующего напряжения, а скорость развития микротрещины ( $A_2$ , рис. 1) коррелирует с его величиной. Скорость развития микротрещин увеличивается в области концентрации напряжений: резьбовые соединения, место перехода от бурильного замка к телу бурильной трубы, участок захвата бурильной трубы клиньями и ключами, внутренняя поверхность бурильной трубы пораженная питтинговой коррозией (разновидность местной коррозии при которой образуются точечные язвы).

Также на скорость развития микротрещины влияет наличие в рабочей среде жидкости в виде воды, бурового раствора или другого флюида. В процессе вращения на искривленном участке ствола скважины, микротрещина в бурильной трубе поочередно открывается и закрывается, проходя по малому и большому радиусу. В момент открытия микротрещины, в ней образуется разрежение, которое по принципу насоса втягивает жидкость из рабочей среды. После поворота микротрещина закрывается, и жидкость остается внутри под давлением, что оказывает дополнительное разрушающее воздействие.

Стадия 3 – распространение микротрещины вглубь тела трубы приводит к ее разрушению. В момент, когда трещина проникает на всю глубину тела бурильной трубы ( $A_2 = S$ , рис. 1), в нее под воздействием давления устремляется поток бурового раствора. Буровой раствор начинает интенсивно размывать тело трубы и в течение нескольких минут трещина может привести к сломам бурильного инструмента.

Продолжительность формирования и развития микротрещины на 1 и 2 стадии до момента обнаружения современными методами дефектоскопии в зависимости от типа металла и разрешающей способности приборов занимает до 80% ее жизненного цикла. Дальнейшее распространения микротрещины в теле бурильной трубы приводит к ее хрупкому разрушению, либо пластической деформации.

С учетом отсутствия возможности диагностировать формирование усталостных микротрещин методом дефектоскопии на ранней стадии, становится критически важным иметь возможность рассчитать вероятность их возникновения и спрогнозировать накопленный усталостный износ бурильных труб,

internal drill pipe surface is affected by corrosion pitting (a localized form of corrosion creating pit cavities).

Microcrack growth rates are also influenced by liquids present in the fluids, in the form of water, drilling mud or any other material. When the drill pipe rotates in a curved section of the wellbore, the microcrack constantly opens and closes passing through the short and long radius curvature. When the microcrack opens, the vacuum in it draws the liquid from the fluid on the same principle as a pump. Half-way through the cycle the microcrack closes and the liquid is trapped inside under pressure inducing further damaging effects.

In Stage 3, propagation of microscopic cracks further inside the pipe body leads to failure. When the crack penetrates the entire drill pipe body thickness ( $A_2 = S$ , Fig. 1), the drilling mud flow is forced inside under pressure. The drilling mud starts rapidly washing out the pipe body and within a few minutes may result in a drill string failure.

Microcrack formation and propagation at stage 1 and 2 takes up to 80% of its life cycle before it can be identified by state-of-the-art defect detection methods, depending on the metal type and equipment sensitivity. Progressing microcrack growth in the drill pipe body causes either a brittle fracture or a plastic deformation.

Since it is not practical to detect fatigue microcracks initiation by means of early non-destructive testing, the capability to determine the likelihood of development and predict the cumulative fatigue wear of the drill string, based on drilling process information and well characteristics, becomes of crucial importance.

The methods used in drilling to estimate drill pipe use, such as drilled meters, circulation hours or other physical indicators, do not provide a correct analysis of the current condition. This is due to the fact that they fail to fully consider the pipe's operating conditions down hole. In order to estimate the drill string condition more reliably, we need a method which considers the complete spectrum of factors that influence the rate of fatigue damage growth in the pipe body.

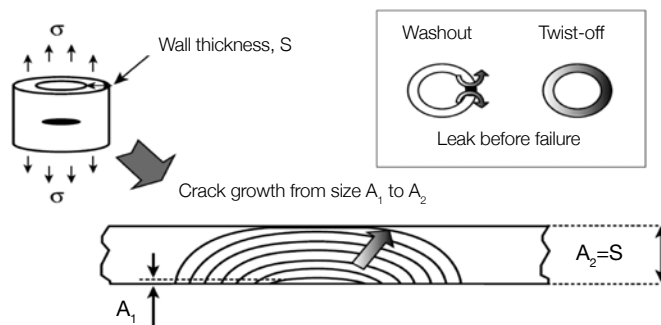


Fig. 1 Microcrack development in the drill pipe body

$A_1$  : Initial microcrack depth;  $A_2$  : Final microcrack depth;  $S$  : Drill pipe wall thickness;  $\sigma$  : Tensile stress direction





**OGU**

Uzbekistan

ufi  
Approved  
Event

22-я УЗБЕКИСТАНСКАЯ  
МЕЖДУНАРОДНАЯ  
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ

# НЕФТЬ И ГАЗ

22nd UZBEKISTAN  
INTERNATIONAL

# OIL & GAS

EXHIBITION AND CONFERENCE

[www.ogu-expo.ru](http://www.ogu-expo.ru)

**16–18**  
**МАЯ / MAY**  
**2018**

**УЗБЕКИСТАН, ТАШКЕНТ**  
**UZBEKISTAN, TASHKENT**

ГЛАВНАЯ  
НЕФТЕГАЗОВАЯ  
ВЫСТАВКА  
В УЗБЕКИСТАНЕ

THE LEADING  
OIL & GAS EVENT  
IN UZBEKISTAN

ОРГАНИЗАТОР  
ORGANISED BY



CONNECTING  
YOUR BUSINESS  
TO THE WORLD

ITE МОСКВА  
+7 (499) 750 0828  
[oil-gas@ite-expo.ru](mailto:oil-gas@ite-expo.ru)  
[www.ogu-expo.ru](http://www.ogu-expo.ru)

ITE GROUP PLC  
+44 (0) 207 596 5011  
[og@ite-events.com](mailto:og@ite-events.com)  
[www.oilgas-events.com](http://www.oilgas-events.com)

опираясь на данные режимов бурения и параметров скважины.

Применяемые в бурении методики расчета наработки на бурильные трубы: по метрам проходки, часам циркуляции и прочим физическим показателям, не могут дать корректную оценку текущего состояния, поскольку не учитывают в полной мере условия эксплуатации труб в скважине. Для более достоверной оценки состояния бурильных труб требуется применить методику, которая будет учитывать весь комплекс факторов, влияющих на скорость накопления усталостных повреждений в теле трубы.



Рис. 1. Развитие микротрещины в теле бурильной трубы

$A_1$  – начальная глубина микротрещины,  $A_2$  – конечная глубина микротрещины,  $S$  – толщина стенки бурильной трубы,  $\sigma$  – направление растягивающего напряжения.

### Оценка накопленного усталостного износа бурильной трубы

Методика, разработанная специалистами Управления по бурению скважин АО «Сибирская Сервисная Компания», позволяет прогнозировать накопление усталостного износа бурильных труб в процессе строительства скважины с учетом траектории ствола скважины и режимов бурения.

Основываясь на руководящих указаниях «API RP 7G» и «IADC Drilling Manual» для оценки накопленного усталостного износа бурильного инструмента следует применить диаграмму Веллера, которая демонстрирует зависимость между напряжением изгиба и числом циклов напряжения до момента разрушения бурильной трубы.

Зная действующее напряжение изгиба на бурильную трубу в определенной точке, мы можем определить предельное количество оборотов бурильной трубы до момента ее разрушения. Поскольку предельное количество оборотов зависит от действующего напряжения изгиба в каждый момент времени, то накопленный усталостный износ выражается не в

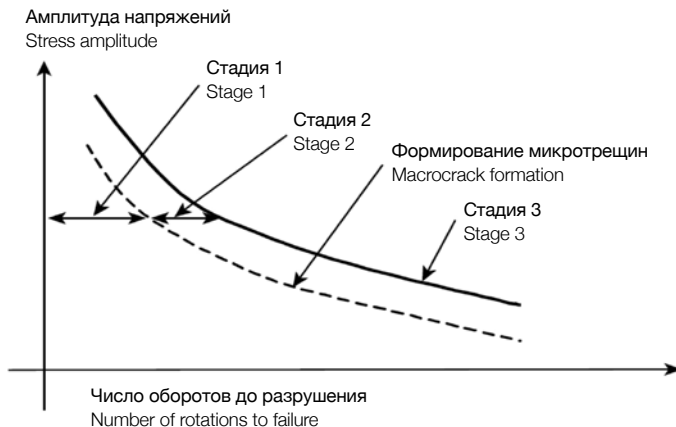


Рис. 2. Стадии развития микротрещины

Fig. 2. Microcrack development stages

### Estimation of Cumulative Fatigue Wear in the Drill String

The method developed by the specialists, of the Drilling Department in the Siberian Service Company, is an effective way of estimating the cumulative fatigue wear in the drill string during well construction, based on wellbore path and drilling process.

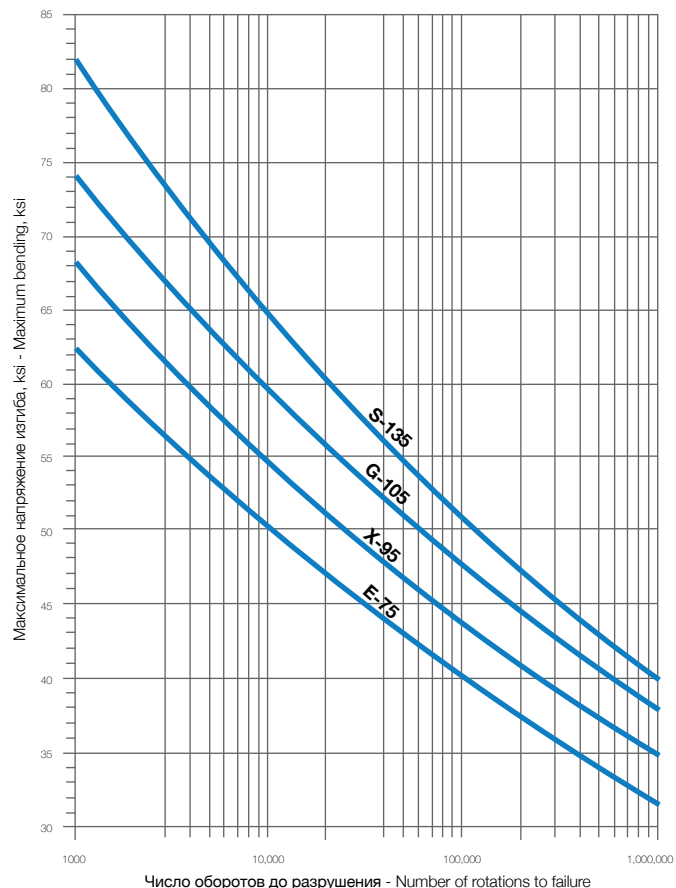


Рис. 3. Диаграмма зависимости числа оборотов до момента разрушения бурильной трубы от напряжения изгиба

Fig. 3. Curve showing number of rotations versus bending stress to produce failure



## Встречи нефтяников и газовиков с поставщиками и подрядчиками

Москва, улица Тверская, 22, отель InterContinental



**31 мая**  
2018

### НЕФТЕГАЗСТРОЙ

Строительство в нефтегазовом комплексе

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, практика выбора строительных подрядчиков, создание российских ЕРС-фирм, увеличение доли российских компаний на нефтегазостроительном рынке, расценки и порядок оплаты проводимых работ

- OIL-GAS.RU — Награждение лучших строительных подрядчиков по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База поставщиков нефтегазостроительных компаний
- Настенные нефтегазовые карты
- OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазового строительства



**12 сентября**  
2018

### НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА

Модернизация производств для переработки нефти и газа

Вопросы модернизации нефтеперерабатывающих и нефтехимических мощностей, проблемы взаимодействия с лицензиарами, практика импортозамещения, современные модели управления инвестиционными проектами, стандарты и требования безопасности

- OIL-GAS.RU — Награждение лучших производителей оборудования для модернизации нефтегазоперерабатывающих предприятий по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База подрядчиков для модернизации НПЗ
- Настенные нефтегазовые карты
- OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазоперерабатывающих предприятий



**17 октября**  
2018

### НЕФТЕГАЗСЕРВИС

Нефтегазовый сервис в России

Традиционная площадка для встреч руководителей геофизических, буровых предприятий, а также компаний, занятых ремонтом скважин. Подрядчики в неформальной обстановке обсуждают актуальные вопросы со своими заказчиками — нефтегазовыми компаниями

- OIL-GAS.RU — Награждение лучших нефтесервисных компаний по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База поставщиков нефтесервисных компаний
- Настенные нефтегазовые карты
- OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазового сервиса



**5 декабря**  
2018

### НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ

Подряды на нефтегазовом шельфе

Заказчиками оборудования выступают "Газпром нефть", "Роснефть", "ЛУКОЙЛ", "Газфлот" и другие крупные компании. В условиях введения экономических санкций необходимо быстро освоить производство жизненно важного оборудования, в первую очередь запасных частей

- OIL-GAS.RU — Выявление предприятий, способных работать для шельфа по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База оборудования для нефтегазового шельфа
- Настенные нефтегазовые карты
- OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазового шельфа



**14 марта**  
2019

### НЕФТЕГАЗСНАБ

Снабжение в нефтегазовом комплексе

Конференция собирает руководителей служб материально-технического обеспечения нефтегазовых компаний. Обсуждается организация закупочной деятельности, практика импортозамещения, оплата и приемка поставленной продукции, информационное обеспечение рынка

- OIL-GAS.RU — Награждение лучших производителей нефтегазового оборудования по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База поставщиков нефтегазового комплекса
- Настенные нефтегазовые карты
- OILFORUM.RU — Обсуждение проблем поставок нефтегазового оборудования

абсолютных значениях, а в процентах от общего ресурса бурильной трубы (100%). В руководстве «IADC Drilling Manual» оценку накопленного усталостного износа бурильного инструмента предлагается рассчитывать в общем виде по формуле:

$$D_i = \frac{n_i}{N} * 100\%$$

где

$D_i$  : накопленный усталостный износ;  
 $n_i$  : фактическое число циклов с заданным напряжением изгиба;  
 $N$  : предельное число циклов с заданным напряжением изгиба.

Фактическое количество циклов ( $n_i$ ) с заданным напряжением изгиба рассчитывается по формуле:

$$n_i = \frac{60 * N_{об} * l}{V_{мех}}$$

где

$N_{об}$  : количество оборотов в минуту при бурении, об/мин;  
 $V_{мех}$  : механическая скорость бурения, м/ч;  
 $l$  : длина пробуренного интервала, м.

Предельное число циклов с заданным напряжением изгиба ( $N$ ) находим из диаграммы Веллера, которая строится по формуле:

$$\sigma_{из}(\sigma_p = 0, N) = a * N^b$$

где

$\sigma_{из}$  : напряжение изгиба, kpsi;  
 $\sigma_p$  : напряжение растяжения, kpsi;  
 $N$  : предельное число циклов с заданным напряжением изгиба.  
 $a, b$  : константы в зависимости от типоразмера бурильного инструмента, марки стали и агрессивности бурового раствора.

Для расчета напряжений изгиба и растяжения, действующих на бурильные трубы, применим «Инструкцию по расчету бурильных колонн» ВНИИТнефть.

### Модель оценки накопленного усталостного износа бурильной трубы

С использованием вышеприведенных формул расчета была построена модель оценки накопленного усталостного износа бурильных труб. Необходимые исходные данные для проведения расчета:

- Фактическая инклинометрия (глубина замера по стволу, зенитный угол, азимутальный угол, пространственная интенсивность).

According to the API Recommended Practice 7G and IADC Drilling Manual, the Wöhler (S-N) curve showing the relationship between the bending stress and number of the stress cycles to the drill pipe failure should be used to assess the cumulative fatigue damage in the drill string.

By knowing the bending stress applied to a specific point along the drill string, it is possible to determine the maximum number of rotations to drill pipe failure. Since the maximum number of rotations depends on the bending stress applied at any point in time, cumulative fatigue damage is not expressed as an absolute value but given as a percentage of total drill pipe service life (100%). The IADC Drilling Manual recommends that the amount of cumulative fatigue wear in the drill string be defined in a simple equation:

$$D_i = \frac{n_i}{N} * 100\%$$

Where

$D_i$  : Cumulative fatigue wear  
 $n_i$  : Actual number of cycles at a specific bending stress  
 $N$  : Maximum number of cycles at a specific bending stress

The actual number of cycles ( $n_i$ ) at a specific bending stress is calculated by means of the following equation:

$$n_i = \frac{60 * N_{об} * l}{V_{мех}}$$

Where

$N_{об}$  : Rotary speed, RPM  
 $V_{мех}$  : Drilling rate, meters/hour  
 $l$  : Length of the interval drilled, meters

The maximum number of cycles at a specific bending stress ( $N$ ) is determined by means of the Wöhler (S-N) curve using the equation:

$$\sigma_{из}(\sigma_p = 0, N) = a * N^b$$

Where

$\sigma_{из}$  : Bending stress, kpsi  
 $\sigma_p$  : Tension stress, kpsi  
 $N$  : Maximum number of cycles at specific bending stress  
 $a, b$  : Constants based on the drill sizes, steel grade, and corrosiveness of the drilling mud

To calculate the bending and tension stress applied to the drill string, we use the Drill String Design Manual by VNIITNeft.

### Evaluation Model for Cumulative Fatigue Damage in the Drill String

Using the above equations, we have developed an evaluation model for cumulative drill string fatigue damage.



**2–5 ОКТЯБРЯ 2018**

**Санкт-Петербург**

**КВЦ «Экспофорум»**

**ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ**

# **OFFSHORE MARINTEC RUSSIA**

**СУДОСТРОЕНИЕ  
ОСВОЕНИЕ АРКТИКИ  
ШЕЛЬФ**



Offshore Marintec Russia занимает уникальную нишу на стыке энергетики и судостроения, даёт полное представление о современных технических решениях на всех этапах освоения морских энергетических ресурсов

**[www.offshoremarintec-russia.ru](http://www.offshoremarintec-russia.ru)**

Организатор:



Партнер:



Генеральный  
спонсор:



Официальный  
спонсор:





- Типоразмер бурильного инструмента (длина и диаметр тела трубы, толщина стенки тела трубы, длина и диаметр бурильных замков, группа прочности).
- Степень текущего износа бурильной трубы по классификации API (новая, премиум, 1 класс).
- Плотность бурового раствора.
- Режим бурения по интервалам (количество оборотов в минуту, механическая скорость бурения).

После загрузки исходных данных модель оценки проводит поинтервальное моделирование бурения ствола скважины с расчетом напряжений возникающих в каждой точке бурильной колонны и накопленного усталостного износа.

Построенная модель оценки для анализа нагрузок и расчета накопленного усталостного износа при бурении применена при строительстве скважины N, где были зафиксированы 3 инцидента с промывом бурильных труб.

### Оценка накопленного усталостного износа бурильных труб на примере скважины N

Конструкция скважины N представлена в таблице 1. Скважина горизонтальная с глубиной по стволу 5163 м и протяженностью горизонтального участка 978 метров.

Колонна	Диаметр, мм	Глубина, м
Направление	426	91
Кондуктор	324	459
Техническая колонна	245	1785
Эксплуатационная колонна	178	4185
Хвостовик	114	5163

Таблица 1 Конструкция скважины N

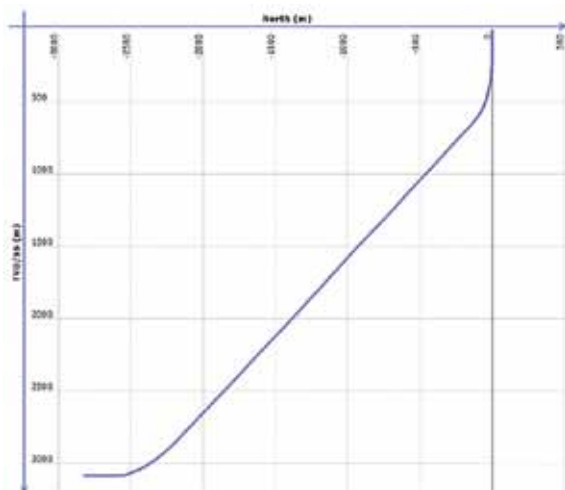


Рис. 4. Вертикальная проекция скважины N  
Fig. 4. Vertical projection of well N

The following is used as the calculation basis:

- Actual directional survey data (the wellbore depth, inclination angle, drift angle, dogleg severity)
- The drill string size (length and diameter of the pipe body, wall thickness of the pipe body, length and diameter of the tool joints, strength grade)
- The level of the current drill pipe wear as classified by API (new, premium, class 1)
- The drilling mud density
- Drilling process within an interval (rotary speed per minute, drilling rate)

When the calculation basis has been uploaded, the evaluation model simulates the wellbore drilling process interval by interval. It then calculates the values of the stress imposed at any point in the drill string and cumulative fatigue wear.

The evaluation model developed to analyze load levels and calculate cumulative fatigue wear when drilling was used in the construction of well N with 3 drill pipe washout events.

### Case Study of Cumulative Fatigue Damage Estimation in the Drilling String for Well N

Well N design is shown in Table 1. The well is horizontal with a wellbore depth of 5,163 m and horizontal section length of 978 m.

String	Diameter, mm	Depth, m
Direction	426	91
Conductor	324	459
Service string	245	1785
Production string	178	4185
Liner	114	5163

Table. 1 The well N design

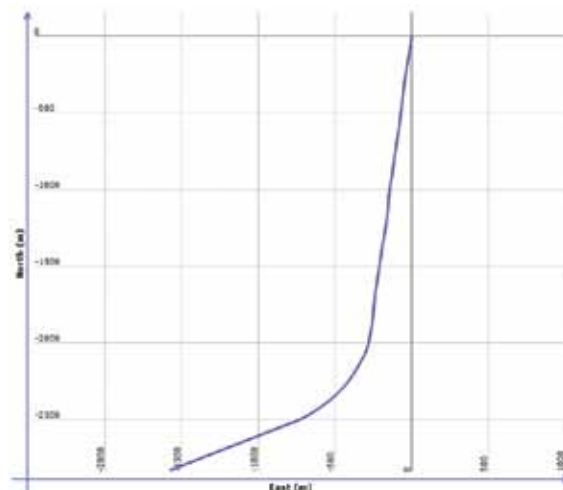


Рис. 5. Горизонтальная проекция скважины N  
Fig. 5. Horizontal projection of well N

ОРГАНИЗАТОР



ПРИ ПОДДЕРЖКЕ



К участию в конференции приглашаются обучающиеся и молодые ученые образовательных и научных организаций, молодые специалисты нефтегазовых компаний

#НЕФТЬиГАЗ2018

#OILandGAS2018

23-26  
АПРЕЛЯ  
2018



Получить подробную информацию о конференции и зарегистрироваться можно на сайте: <http://neftegaz.gubkin.ru>



На данной скважине при бурении под эксплуатационную колонну на глубине 3835 м произошла авария, в результате которой потребовалось установить цементный мост и ликвидировать ствол скважины в интервале 3622-3835 м. Далее 24.02.17 в 05:30 в процессе проведения срезки с цементного моста произошло падение давления по причине промыва бурильной трубы ТБПК 127х9,19 S-135. Всего в процессе строительства скважины зафиксировано 3 инцидента с промывом данного комплекта бурильных труб (рис. 7).

№	Дата	Глубина промыва, м	Забой скважины, м
1	24.02.17 05:30	616 м	3,626
2	26.02.17 04:00	610 м	3,644
3	01.03.17 16:05	548 м	3,864

Таблица 2 Хронология промывов бурильных труб ТБПК 127х9,19 S-135 в процессе строительства скважины N



Рис. 7. Фотографии отбракованных труб в хронологическом порядке  
Fig. 7. Photographs of rejected pipes in chronological order

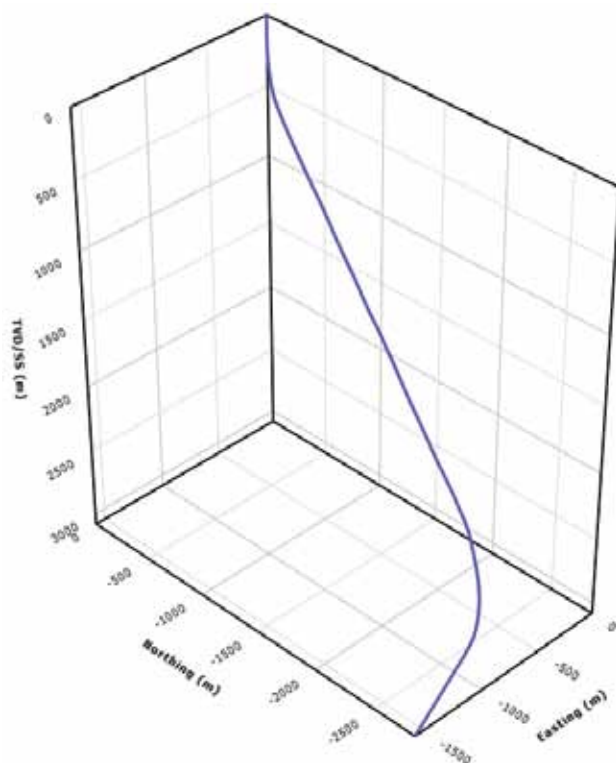


Рис. 6. Трехмерная проекция скважины N  
Fig. 6. 3D projection of well N

A problem occurred at a depth of 3,835 m during the production string drilling operations in the well, which required a cement plug and isolating the wellbore at the 3,622 to 3,835 m interval. Then at 05:30 AM, on 02/24/2017, when kicking off the cement plug, the pressure dropped due to a TBPК 127х9.19 S-135 drill pipe washout. During well construction there were three drill pipe washouts (Fig. 7).

Item	Date	Washout depth, m	Well bottom, m
1	24.02.17 05:30	616 m	3,626
2	26.02.17 04:00	610 m	3,644
3	01.03.17 16:05	548 m	3,864

Table 2 Timeline for TBPК 127х9.19 S-135 drill pipe washouts during well N construction

All 3 washout events occurred in the pipe body at a distance of 0.3 to 0.4 m from the tool joint (collar) at the upset area. Such coincidental occurrence is explained by the highest susceptibility of the upset area. It is here that the stresses applied to the drill string are concentrated, thus the rate of microcracking is higher (Fig. 8). The upset area at the collar is additionally damaged by slips or other drill pipe handling equipment. Any scratch or notch on the pipe surface automatically becomes a stress concentration point and accelerates fatigue crack development in this area.





Все 3 промыва произошли по телу на расстоянии 0,3-0,4 м от бурильного замка (муфты) в зоне высадки. Данное совпадение объясняется тем, что район высадки наиболее уязвимое место, где концентрируются напряжения, действующие на бурильную трубу, а значит интенсивнее идет процесс накопления микротрещин (рис. 8). Дополнительно на зону высадки со стороны муфты оказывают разрушающее воздействие клинья и другое удерживающее бурильную трубу оборудование. Любая царапина или вмятина на поверхности трубы автоматически становится концентратором напряжений и ускоряет процесс накопления усталостных микротрещин в данной зоне.

Для детального анализа причин произошедших инцидентов исходные данные по режимам бурения и траектория скважины были загружены в модель для расчета накопленного усталостного износа для 2 временных отрезков:

- 1 Накопленный усталостный износ ТБПК 127х9,19 S-135 до момента аварии за время бурения интервала 0-3835 м (рис. 10).
- 2 Накопленный усталостный износ ТБПК

To analyze the causes of the events, the calculation basis for the drilling process and well path was uploaded to the model, in order to estimate cumulative fatigue wear for 2 time periods:

- 1 Cumulative fatigue wear in the TBPК 127х9.19 S-135 pipe prior to the problem when drilling an interval of 0 to 3,835 m (Fig. 10)

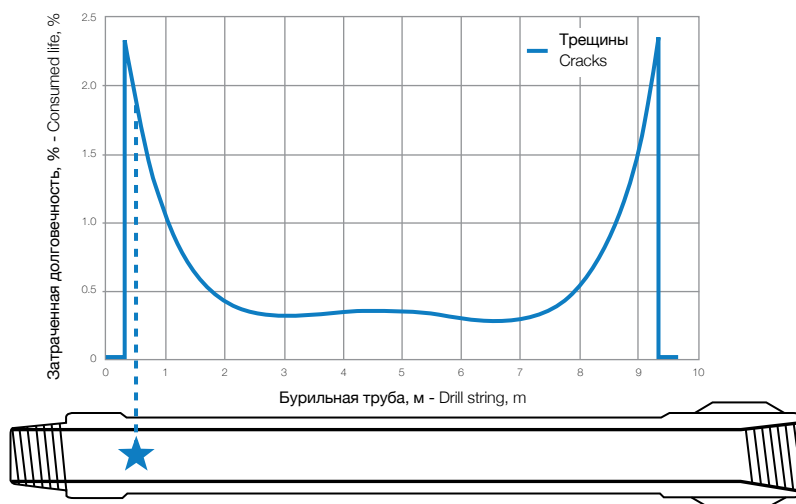


Рис. 8. Распределение микротрещин на поверхности бурильной трубы  
Fig. 8. Microcrack distribution over the drill pipe surface

127x9,19 S-135 после ликвидации аварии за период срезки и бурения интервала 3622-3864 м (рис. 11).

### Накопленный усталостный износ ТБПК 127x9,19 S-135 до момента аварии за время бурения интервала 0-3835 м

Накопленный усталостный износ при достижении глубины 3835 м в среднем равен 4% (рис. 10), но распределяется по трубам комплекта неравномерно по причине высокой вариативности напряжений изгиба и растяжения, действующих на бурильные трубы в каждой точке траектории скважины в зависимости от пространственной интенсивности искривления и веса КНБК.

С учетом планового ведения работ и незначительной погрешности, делаем допущение в расчете, что при бурении направления, кондуктора, технической и эксплуатационной колонны бурильные трубы спускались в одном и том же порядке.

Например, в интервале 0-200 м ствол скважины практически вертикальный, средняя пространственная интенсивность искривления не превышает 0,04 °/10 м. На трубы действует максимальное растягивающее напряжение от веса КНБК ниже по стволу, но поскольку бурильная труба вращается на вертикальном участке, то практически не испытывает напряжение изгиба и усталостный износ накапливается медленно.

С другой стороны, накопленный усталостный износ

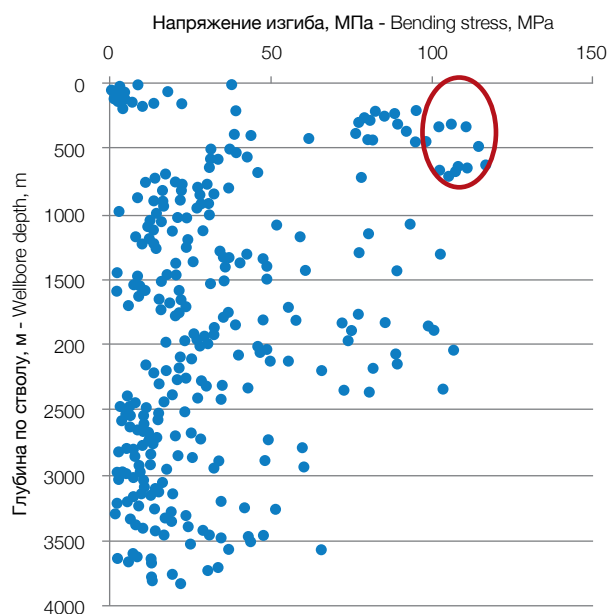


Рис. 9. Напряжение изгиба, действующее на бурильные трубы на забое 3835 м

Fig. 9. Bending stress applied to drill-string at the well bottom at 3,835 m

2 Cumulative fatigue wear in the TBPК 127x9.19 S-135 pipe following mitigation of the problem when sidetracking and drilling an interval of 3,622 to 3,864m (Fig. 11)

### Cumulative Fatigue Wear in the TBPК 127x9.19 S-135 Pipe Prior to the Problem when Drilling an Interval of 0 to 3,835m

Cumulative fatigue wear when reaching a depth of 3,835m is on average 4% (Fig. 10). However, it is unevenly distributed among the pipes within the set. This is due to great differences in the values of bending and tension stress applied to the drill-string at any point within the well path depending on dogleg severity and BHA weight.

Considering routine operations and a minor error, we can assume for the purposes of calculation that the drill string was tripped down the hole in the same sequence during the surface casing, conductor, service string and production string drilling.

For example, the wellbore within an interval of 0 to 200m is nearly vertical with an average dogleg severity not exceeding 0.04 °/10m. The pipes are subject to maximum tension stress caused by BHA weight down the wellbore. However, since the drill string rotates within a vertical section, it is hardly impacted by any bending stress, and fatigue wear develops slowly.

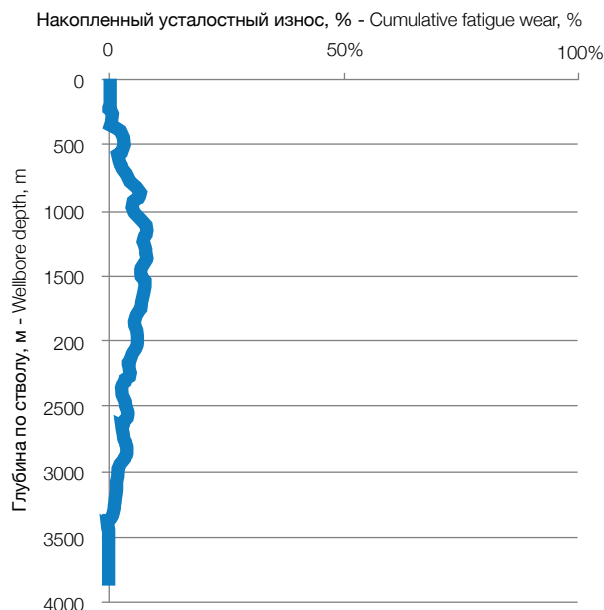
On the other hand, the cumulative fatigue wear within an interval of 900 to 1,600m is 6 to 8%. This drill string passed through a dogleg interval (200 to 700m) with a maximum severity of 1.67 °/10m and a high bending stress up to 116 MPa (Fig. 9) resulting in a higher rate of fatigue damage growth.

Based on a separate comparative analysis, the cumulative fatigue wear when drilling well N within an interval of 0 to 3,835 m is slightly above the cumulative fatigue wear level for similar wells at this site and neither critical nor significant with regard to the remaining life of the drill pipe set used. Given this rate of fatigue development, the drill string would be rejected due to mechanical (tool joint or pipe body abrasion) rather than fatigue wear.

### Cumulative Fatigue Wear in the TBPК 127x9.19 S-135 Pipe Following Mitigation of the Problem when Sidetracking and Drilling an Interval of 3,622 to 3,864m

Cumulative fatigue wear in the pipe set following mitigation of the problem when reaching the well bottom at 3,864 m is on average 11% (Fig. 11) but for some drill pipes more than 70%.

In this case we have not included cumulative fatigue wear prior to the problem since considering a BHA replacement



**Рис. 10.** Накопленный усталостный износ ТБПК 127х9,19 S-135 до момента аварии за период бурения интервала 0-3835 м

**Fig. 10.** Cumulative fatigue wear in TBPK 127x9,19 S-135 pipe prior to the problem when drilling an interval of 0 to 3,835m

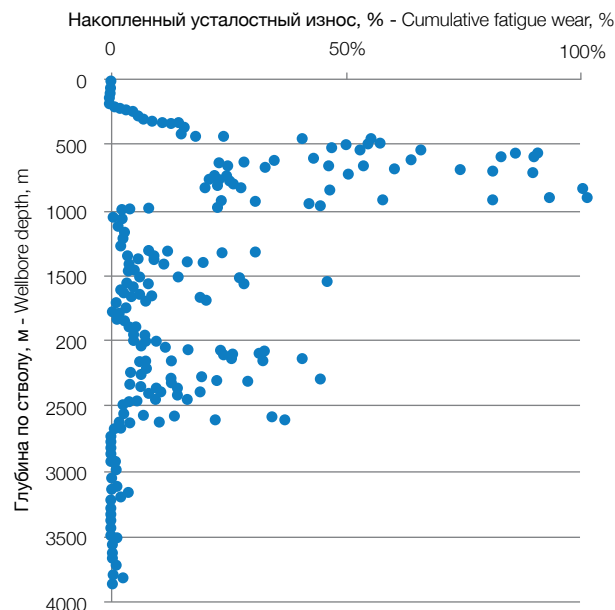
для бурильных труб в интервале 900-1600 м составил 6-8%. Эти трубы успели пройти интервал набора параметров кривизны (200-700 м) с интенсивностью искривления до 1,67 °/10 м и высокими напряжениями изгиба до 116 МПа (рис. 9), что привело к более интенсивному накоплению усталостных повреждений.

По итогам отдельного сравнительного анализа, накопленный усталостный износ за период бурения скважины N в интервале 0-3835 м незначительно выше, чем показатели накопленного усталостного износа на аналогичных скважинах данной локации и не является критическим или значимым с точки зрения оставшегося ресурса эксплуатируемого комплекта бурильных труб. При такой динамике накопления усталостного износа бурильная труба скорее будет отбракована по причине физического износа (истирание бурильных замков или тела трубы), чем усталостного.

### Накопленный усталостный износ ТБПК 127х9,19 S-135 после ликвидации аварии за период срезки и бурения интервала 3622-3864 м

Накопленный усталостный износ комплекта после ликвидации аварии в момент достижения забоя 3864 м в среднем равен 11% (рис. 11), но для отдельных бурильных труб составляет более 70%.

Накопленный усталостный износ до момента аварии в данном случае не учитывается, т.к. с учетом смены КНБК для разбуривания цементных мостов, нельзя



**Рис. 11.** Накопленный усталостный износ ТБПК 127х9,19 S-135 после ликвидации аварии за период срезки и бурения интервала 3622-3864 м

**Fig. 11.** Cumulative fatigue wear in TBPK 127x9,19 S-135 pipe following mitigation of the problem when sidetracking and drilling an interval of 3,622 to 3,864m

to drill out the cement plugs, there is little assurance that the drill pipes were tripped down the hole in the same sequence or within the identical interval as in the previous trip.

Cumulative fatigue wear for the rejected drill string at the time of washout for each event is shown in Table 3.

Let us now analyze the causes behind the high rate of fatigue wear growth when sidetracking and drilling an interval of 3,622 to 3,864m using event 1 as an example.

No.	Date	Washout depth, m	Well bottom, m	Cumulative fatigue wear, %
1	24.02.17 05:30	616 m	3,626	71%
2	26.02.17 04:00	610 m	3,644	78%
3	01.03.17 16:05	548 m	3,864	80%

**Table 3** Cumulative fatigue wear at the time of TBPK 127x9,19 S-135 drill pipe washout

Based on the estimation model, we can calculate the tension and bending stress applied to the drill string at the time of event 1 within an interval of 300 to 700 m (Table 4). Maximum bending stress (more than 100 MPa) is imposed upon the drill string within the intervals of 310 to 350m, 470 to 480m, and 590 to 680m. When passing through these particular intervals, the drill string develops the most



достоверно утверждать, что бурильные трубы были спущены в той же последовательности и в тот же интервал, что и в предыдущем рейсе.

№.	Дата	Глубина промыва, м	Забой скважины, м	Накопленный усталостный износ, %
1	24.02.17 05:30	616 м	3,626	71%
2	26.02.17 04:00	610 м	3,644	78%
3	01.03.17 16:05	548 м	3,864	80%

**Таблица 3** Накопленный усталостный износ на момент промыва бурильных труб ТБПК 127х9,19 S-135

Накопленный усталостный износ для отбракованных бурильных труб на момент возникновения промыва по каждому инциденту представлен в [таблице 3](#). Рассмотрим на примере инцидента №1 причины интенсивного накопления усталостных повреждений за период срезки и бурения интервала 3622-3864 м.

Рассчитаем в модели оценки напряжение растяжения и изгиба, действующие на бурильные трубы в момент возникновения инцидента №1 на интервале 300-700 м ([табл. 4](#)).

Наибольшие напряжения изгиба (более 100 МПа) испытывают бурильные трубы, расположенные в интервалах 310-350 м, 470-480 м и 590-680 м. При прохождении именно перечисленных интервалов в процессе вращения бурильная труба накапливает наибольшее количество усталостных повреждений. Чем дольше бурильная труба вращается в интервалах с высокими изгибающими напряжениями, тем быстрее идет процесс накопления усталостного износа и выше риск разрушения тела трубы.

Промыв бурильной трубы произошел на глубине 616 м (интервал выделен желтым цветом), ему соответствует напряжение изгиба 115 МПа. Для применяемого типоразмера и группы прочности бурильной трубы ТБПК 127х9,19 S-135 с учетом напряжения изгиба 115 МПа, расчетное количество оборотов до разрушения по диаграмме Веллера составляет 290 169, что соответствует примерно 40 ч непрерывного вращения ротора при скорости 120 об/мин.

Всего за рейс отбракованная бурильная труба прошла с вращением интервал 510-616 м. Поинтервальный расчет накопленного усталостного износа представлен в [таблице 6](#).

## Хронология работ до подъема промывной бурильной трубы по инциденту №1

fatigue damage. The longer the drill string rotates within the high bending stress intervals, the faster fatigue wear grows and the higher the risk of pipe body failure.

Drill string washout occurred at a depth of 616m (interval is shown in yellow). This corresponds to a bending stress of 115 MPa. For the size and strength grade of TBPК 127х9.19 S-135 drill pipe used at a bending stress of 115 MPa, the estimated number of rotations to failure from the Wöhler curve is 290,169. This corresponds to approximately 40 h of continuous rotor spinning at a speed of 120 RMP.

The rejected drill string was rotated within an interval of 510 to 616m during the entire trip. An interval by interval calculation of cumulative fatigue wear is shown in [Table 6](#).

## Operation Timeline Prior to Tripping the Washed Out Drill Pipe Out of the Hole Due to Event 1

Date	Operations
2/19/2017	Cement plugging to subsequently re-drill the problem interval at 3,622 to 3,835 m
2/20/2017	WOC and BHA trip in hole to drill out cement plug
2/21/2017	BHA trip in hole with reaming within an interval of 3,360 to 3,570 m
2/22/2017	Cement plug drilling out within an interval of 3,570 to 3,618 m
2/23/2017	Keyseat reaming to sidetrack within an interval of 3,618 to 3,624 m
2/24/2017	Keyseat reaming within an interval of 3,624 to 3,626 m Pressure drop, mud pump servicing and BHA trip out hole

**Table 5** Operation timeline prior to event 1

Before keyseat reaming to kick off the cement plug, the washed out string was already rotated within an interval of 510 to 600m and developed 6% fatigue wear ([Table 6](#)). When reaming the keyseat within an interval of 3,618 to 3,624m until the pressure drop from 00:00 on 02/23/2017 to 5:30 AM on 02/24/17, the drill string passed through an interval of 608 to 616 m, developing an addition 65% fatigue wear after 184,869 rotations.

The prolonged drill string rotation within a high bending stress interval led to a high rate of fatigue wear development of up to 71% of its total life during this single trip only.

Since no information is available about the drill pipe's position in the BHA when constructing the previous wells, a calculation of the cumulative fatigue wear prior to the problem mitigation is not practical. However, by knowing the use of the pipe set prior to well N construction, which

Глубина замера, м Measurement depth, m	Зенитный угол, град Inclination angle, degrees	Азимут магнитный, град Compass direction, degrees	Пространственная, град/10м Dogleg severity, degrees/10 m	Напряжение изгиба, МПа Bending stress, MPa	Напряжение растяжения, МПа Tension stress, MPa	N предельное число оборотов N maximum number of rotations	Накопленный усталостный износ, % Cumulative fatigue wear, %
300,00	5,23	184,36	0,55	79	258	1,155,114	18,6%
310,00	5,91	186,52	0,71	89	257	747,846	24,0%
320,00	6,85	187,58	0,95	104	256	421,281	38,1%
330,00	7,75	188,45	0,90	101	256	473,227	44,9%
340,00	8,72	188,84	0,97	105	255	406,828	47,0%
350,00	9,65	188,94	0,93	102	254	454,223	47,6%
360,00	10,36	189,09	0,71	88	253	764,399	37,4%
370,00	10,83	189,86	0,49	75	252	1,388,965	24,2%
380,00	11,30	190,58	0,49	75	251	1,392,528	19,0%
390,00	11,60	190,98	0,30	54	250	4,727,259	14,0%
400,00	11,78	191,53	0,21	37	249	17,880,119	8,1%
410,00	11,96	192,03	0,21	37	249	17,930,270	6,1%
420,00	12,26	191,24	0,34	59	248	3,345,191	7,5%
430,00	12,80	191,75	0,56	78	247	1,180,098	13,8%
440,00	13,38	191,96	0,57	79	246	1,126,596	18,5%
450,00	14,07	191,70	0,70	87	245	814,252	22,0%
460,00	14,88	191,53	0,81	93	244	626,844	28,1%
470,00	15,73	192,01	0,87	97	243	545,489	33,8%
480,00	16,85	191,75	1,12	112	242	322,368	48,7%
490,00	18,05	190,97	1,22	31	242	36,572,262	31,0%
500,00	19,26	190,03	1,25	31	241	33,420,317	5,9%
510,00	20,57	188,98	1,35	34	240	24,977,413	3,9%
520,00	21,95	187,91	1,44	36	239	19,917,025	5,1%
530,00	23,16	187,10	1,25	31	238	33,642,072	5,2%
540,00	24,70	186,87	1,54	39	237	15,483,552	5,7%
550,00	25,95	186,73	1,25	31	236	33,539,172	6,1%
560,00	27,41	186,64	1,46	37	236	19,141,798	4,8%
570,00	29,03	186,67	1,63	41	235	12,824,989	3,5%
580,00	30,36	186,88	1,33	34	234	26,427,043	2,2%
590,00	31,78	187,37	1,44	36	233	19,811,159	4,7%
600,00	32,93	187,73	1,16	113	232	314,936	34,9%
610,00	34,15	188,02	1,23	117	231	277,442	66,7%
620,00	35,35	188,32	1,21	115	230	290,169	71,0%
630,00	36,50	188,71	1,17	113	230	312,488	67,7%
640,00	37,54	189,35	1,11	109	229	358,573	60,7%
650,00	38,60	189,53	1,07	106	228	389,151	55,6%
660,00	39,62	189,92	1,05	105	227	403,755	53,6%
670,00	40,61	190,29	1,01	103	226	437,097	52,7%
680,00	41,37	190,55	0,78	89	226	731,276	43,3%
690,00	41,56	190,80	0,26	41	225	12,408,948	22,8%
700,00	41,58	190,65	0,10	17	224	343,784,898	9,7%

**Таблица 4** Расчет напряжений в интервале 300-700 м в момент бурения на забое 3626 м. Накопленный усталостный износ ТБПК 127х9,19 S-135 за рейс при достижении забоя 3626 м

**Table 4** Stress calculation for an interval of 300 to 700m when drilling at well bottom at 3,626 m. Cumulative fatigue wear in TBPК 127х9.19 S-135 pipe per trip when reaching the well bottom at 3,626m

До начала наработки желоба для срезки с цементного моста промытая труба уже прошла с вращением

is 32,534m drilled, it is possible to estimate approximately the cumulative fatigue wear for normal drilling.

Дата	Выполняемые операции
2/19/2017	Установка цементных мостов для последующего перебура аварийного интервала 3622-3835 м.
2/20/2017	ОЗЦ и спуск КНБК для разбуривания цементного моста.
2/21/2017	Спуск КНБК с проработкой в интервале 3360-3570 м.
2/22/2017	Разбуривание цементного моста в интервале 3570-3618 м.
2/23/2017	Наработка желоба для срезки в интервале 3618-3624 м.
2/24/2017	Наработка желоба в интервале 3624-3626. Падение давления, ревизия бурового насоса, подъем КНБК.

Таблица 5 Хронология работ до инцидента №1

интервал 510-600 м и накопила 6% усталостного износа (табл. 6). В процессе наработки желоба в интервале 3618-3624 м до момента падения давления за период с 23.02.17 00:00 до 24.02.17 05:30, бурильная труба прошла интервал 608-616 м и накопила еще 65% усталостного износа совершив 184 869 оборотов.

Таким образом, длительное вращение бурильной трубы в интервале с высоким напряжением изгиба привело к интенсивному накоплению усталостного износа до 71% от общего ресурса только за данный единственный рейс.

Учитывая отсутствие информации о положении данной бурильной трубы в КНБК при строительстве предыдущих скважин, корректно рассчитать накопленный усталостный износ до начала работ по ликвидации аварии невозможно. Однако, зная наработку на комплект до начала строительства скважины N, равную 32 534 м проходки, можно примерно оценить накопленный усталостный износ при штатном режиме ведения работ.

Основываясь на экспертной оценке, за время бурения скважины глубиной 4000 м аналогичной конструкции на данной локации, средний накопленный усталостный износ составляет около 4%. Таким образом, можно сделать предположение, что накопленный усталостный износ комплекта труб до начала работ по ликвидации аварии составляет:

$$\frac{32534}{4000} * 4\% = 32\%$$

Отсюда можно сделать вывод, что суммарный накопленный усталостный износ бурильной трубы в

Based on a peer review opinion, the average cumulative fatigue wear for a similar configuration when drilling a 4,000m deep well on this site is about 4%. Thus, the cumulative fatigue wear for the pipe set prior to mitigation of the problem can be assumed to be

$$\frac{32534}{4000} * 4\% = 32\%$$

It seems, therefore, to suggest that total cumulative fatigue wear for the drill string at the time of event 1 can be

$$71\% + 32\% = 103\%$$

This means a full wear-out of TBPK 127x9.19 S-135 drill pipe during mitigation of the problem.

Subsequent pipe washout event 2 and 3 confirm the findings for event 1; with the washout cause being the breaking cumulative fatigue wear in the drill pipe.

## Conclusion

A clear picture of the nature of the cumulative fatigue wear resulting in drill pipe washouts will allow us to manage this process and reduce or eliminate such events. Measures to prevent washouts and increase overall drill pipe life should be aimed at relieving stress applied to the string and its duration:

- 1 Individual monitoring and recording of all drill pipe rotation hours using RFID technology to registering the drilling process and cumulative fatigue wear;
- 2 Well path optimization by reducing dogleg severity within the intervals with the most stress;
- 3 Selection of the best drill string configuration based on failure stress by using an application specific software;
- 4 Improving the strength properties of the drill string used;
- 5 Decreasing the number of the drill string rotation cycles by shifting the rotations directly to the drill bit;
- 6 Using an internal coating to protect the drill pipe body from exposure to the drilling mud; the internal coating forms a barrier against liquid ingress inside the microcrack thus diminishing its growth rate.

## References

- Drill String Design Manual - VNIITNefte, 1997
- Recommended Practice for Drill String Design and Operating Limits (API Recommended Practice 7G, sixteenth w) - American Petroleum Institute, 1998
- IADC Drilling Manual (v.11) – International Association of Drilling Contractors, 2000
- Advanced Assessment of Drill-Pipe Fatigue and Application to Critical Well Engineering – Sathuvalli U.B., Payne M.L., Pattillo P.D., 2005
- Fatigue Testing and Development of Drill Pipe to Tool Joint Connections – Bachman W.S., 1951
- A Method for the Investigation of Fatigue Strength in Seamless Drill Pipe – Morgan R.P., Roblin M.J., 1969
- Fatigue Testing of Drill Pipe – Grondin G.Y., Kulak G.L., 1991
- Fatigue of Drill string: State of the Art – Vaisberg O., Vincké O., Perrin G., Sarda J.P, Faÿ J.B., 2002



Описание работ Operation description	Положение КНБК на забое, м BHA location at well bottom, m	Положение промытой трубы, м Washed out pipe location, m	Напряжение изгиба, МПа Bending stress, MPa	Напряжение растяжения, МПа Tension stress, MPa	Скорость вращения, об/мин Rotary speed, RPM	Механическая скорость бурения, м/ч Drilling rate, m/h	n число оборотов в интервале n number of rotations within interval	N предельное число оборотов N maximum number of rotations	Усталостный износ в интервале, % Fatigue wear within interval, %	Накопленный усталостный износ, % Cumulative fatigue wear, %
	3520,00	510,00								
Спуск КНБК с проработкой BHA trip in hole with reaming	3530,00	520,00	36	232	102,00	40,00	1.530	20,033,226	0,0%	0,0%
	3540,00	530,00	117	232	102,00	40,00	1.530	269,974	0,6%	0,6%
	3550,00	540,00	39	231	102,00	15,00	4.080	15,555,621	0,0%	0,6%
	3560,00	550,00	117	231	102,00	10,00	6.120	269,638	2,3%	2,9%
	3570,00	560,00	37	231	102,00	10,00	6.120	19,208,628	0,0%	2,9%
Разбуривание цементного моста в интервале Cement plug drilling out within interval	3580,00	570,00	41	231	120,00	30,00	2.400	12,862,358	0,0%	2,9%
	3590,00	580,00	34	231	120,00	30,00	2.400	26,488,747	0,0%	2,9%
	3600,00	590,00	36	231	120,00	30,00	2.400	19,845,922	0,0%	2,9%
	3610,00	600,00	112	231	124,00	7,50	9.920	317,612	3,1%	6,1%
Наработка желоба Keyseat reaming	3620,00	610,00	116	231	123,00	0,83	88.560	278,646	31,8%	37,8%
	3626,00	616,00	115	230	123,00	0,46	96.309	290,169	33,2%	71,0%

Таблица 6 Поинтервальный расчет накопленного усталостного износа для промытой буровой трубы по инциденту №1 и описание выполненных работ

Table 6 Interval by interval calculation of cumulative fatigue damage for the washed out drill pipe in event 1 and operation description

момент инцидента №1 мог составить:

$$71\% + 32\% = 103\%$$

Что означает полный износ буровой трубы ТБПК 127х9,19 S-135 в процессе ликвидации аварии.

Последующие инциденты №2 и №3 с промывом труб подтверждают выводы, сделанные по инциденту №1, где причиной промыва стал критический накопленный усталостный износ буровой трубы.

## Закключение

Понимание механизма накопления усталостного износа, который приводит к возникновению промывов буровых труб, дает возможность управлять этим процессом, свести данные инциденты к минимуму или вовсе ликвидировать. Мероприятия по профилактике промывов и увеличению долговечности буровых труб в целом должны быть направлены на уменьшение напряжений, действующих на колонну и времени их воздействия:

- 1 Контроль и учет наработки каждой буровой трубы в отдельности с помощью технологии RFID-меток. Фиксация режимов бурения и накопленного усталостного износа.
- 2 Оптимизация профиля скважины с уменьшением интенсивности искривления на наиболее нагруженных интервалах.
- 3 Подбор оптимальной компоновки буровой колонны с учетом критических нагрузок с использованием

специализированного программного обеспечения.

4 Повышение прочностных характеристик применяемых буровых труб.

5 Снижение количества циклов вращения буровых труб с переносом оборотов непосредственно на долото.

6 Применение внутреннего покрытия для защиты тела буровой трубы от воздействия бурового раствора. Внутреннее покрытие создает барьер, который не позволяет попадать жидкости в микротрещину, что уменьшает интенсивность ее развития.

## Литература

Инструкция по расчету буровых колонн – ВНИИТнефть, 1997

Руководящие указания по проектированию и режимам эксплуатации элементов буровой колонны (Руководящие указания API RP 7G, шестнадцатое издание) – Американский нефтяной институт, 1998

IADC Drilling Manual (v.11) – International Association of Drilling Contractors, 2000

Advanced Assessment of Drillpipe Fatigue and Application to Critical Well Engineering – Sathuvalli U.B., Payne M.L., Pattillo P.D., 2005

Fatigue Testing and Development of Drill Pipe to Tool Joint Connections – Bachman W.S., 1951

A Method for the Investigation of Fatigue Strength in Seamless Drillpipe – Morgan R.P., Roblin M.J., 1969

Fatigue Testing of Drillpipe – Grondin G.Y., Kulak G.L., 1991

Fatigue of Drillstring: State of the Art – Vaisberg O., Vincké O., Perrin G., Sarda J.P., Fay J.B., 2002