УДК 622.248.67

Методика исследования допустимой величины отклоняющего угла клина при зарезке бокового ствола роторным способом

А.А. Мухаметшин (Бугульма, Россия)
maa@tatnipi.ru

Ведущий научный сотрудник «ТатНИПИнефть»

Т.А. Мухаметшин

Инженер ОАО «Казанский вертолетный завод»

В процессе вырезания «окна» в стенке обсадной колонны и зарезки бокового ствола роторным способом бурильная колонна испытывает знакопеременные нагрузки от изгибающего момента, действующего в зоне «окна» и крутящего момента от ротора буровой установки. Задача сводилась к определению величины допускаемых напряжений знакопеременного изгиба при определенном угле клина и количества циклов, при которых запас прочности бурильных труб будет достаточным, и они не будут разрушаться.

Материалы и методы
Математические методы

Ключевые слова
боковой ствол, клиновой отклонитель, отклоняющий угол клина, нормальное напряжение, касательное напряжение, предел прочности материала трубы, коэффициент запаса прочности

Method of research permissible value of the deflection angle of the wedge for sidetracking rotary

Authors
A.A. Mukhametshin (Bugulma, Russia)

senior Research Fellow "TatNIPIneft"

T.A. Mukhametshin

engineer OAO "Kazan Helicopter Plant"

В процессе вырезания «окна» в стенке обсадной колонны и зарезки бокового ствола (БС) необходимо создавать на фрезы осевую нагрузку от 5,0 до 150,0 кН [1]. Для этого пре-дусмотрено включение в компоновку низа бурильной колонны (КНБК) до 100 м утяжеленных бурильных труб (УБТ). Известно также, что при создании определенной осевой нагрузки на КНБК колонна бурильных труб теряет свою первоначальную прямолинейную форму упругого равновесия и приобретает волнообразную форму. В зависимости от многих условий (диаметра скважины и бурильного инструмента, материала, из которого изготовлен бурильный инструмент, профиля ствола скважины, вида и плотности бурового раствора, способа бурения: роторный или забойным двигателем, и т.п.) могут образовываться одна или несколько полуволн и колонна бурильных труб испытывает напряжение изгиба. Так как вырезание «окна» производят роторным способом, колонна бурильных труб одновременно испытывает и тангенциальные нагрузки (крутящий момент от ротора буровой установки). При этом самое опасное место в компоновке бурильной колонны будет в резьбовом соединении УБТ, вследствие их большей жесткости, по сравнению с бурильными трубами. Задача сводилась к определению допускаемых напряжений знакопеременного изгиба при определенном угле клина и количества циклов, при которых запас прочности бурильных труб будет достаточным, и они не будут разрушаться.

Принимаем, что резьбовое соединение УБТ будет испытывать напряжение изгиба, еще не достигнув «окна» в стенке обсадной колонны скважины. В этом случае угол прогиба будет определяться зависимостью:

$$\Theta = M_{изг} \cdot L / 2EI, \quad (1)$$

где $M_{изг}$ — изгибающий момент, Н/мм;
L — длина УБТ, мм; E — модуль упругости материала УБТ, Н/мм²; I — момент инерции сечения, мм⁴.

Нормальное напряжение изгиба определяется по формуле (2):

$$\sigma = M_{изг} / W \quad (2)$$

тогда

$$M_{изг} = \sigma \cdot W \quad (3)$$

Подставив полученное значение $M_{изг}$ в формулу (1) и получаем угол прогиба бурильных труб:

$$\Theta = \sigma \cdot W \cdot L / 2EI, \quad (4)$$

где σ — действующее нормальное напряжение изгиба, Н/мм²;
W — момент сопротивления изгибу, мм³.

Условие прочности бурильных труб при сложном напряженном состоянии должно удовлетворять условию:

$$\sigma^2 / [\sigma^и_к]^2 + \tau^2 / [\tau^к_к]^2 \le 1, \quad (5)$$

где $[\sigma^и_к]$ — допускаемое нормальное напряжение, Н/мм²; τ — действующее касательное напряжение, Н/мм²; $[\tau^к_к]$ — допускаемое касательное напряжение, Н/мм².

$[\sigma^и_к]$ и $[\tau^к_к]$ находим по следующим формулам:

$$[\sigma^и_к] = 2[\sigma^и+1] \cdot [\sigma^и-1] / ((1-r) \cdot [\sigma^и+1] + (1+r) \cdot [\sigma^и-1]); \quad (6)$$

$$[\tau^к_к] = 2[\tau_к+1] \cdot [\tau_к-1] / ((1-r) \cdot [\tau^к+1] + (1+r) \cdot [\tau^к-1]), \quad (7)$$

где r — характеристика цикла, $r = \sigma_{min}/\sigma_{max}$;
$[\sigma^и+1]$ — допускаемые напряжения изгиба, Н/мм².

Принимаем, что напряжения будут меняться от нуля до σ_{max}, поэтому r = 0, тогда

$$[\sigma^и+1] = \sigma^и_т / К; \quad (8)$$

где $[\sigma^и-1]$ — допускаемые напряжения для симметричного цикла, Н/мм²;

$$[\sigma^и-1] = \sigma^и-1 / К \cdot \alpha_{кд} \cdot \alpha_м ; \quad (9)$$

где $[\tau^к+1]$ — допускаемое напряжение при кручении, Н/мм²;

$$[\tau^к+1] = \tau^к1 / К; \quad (10)$$

где $[\tau^к-1]$ — допускаемое напряжение при кручении для симметричного цикла, Н/мм2;

$$[\tau^к-1] = \tau^к-1 / К \cdot \alpha_{кд} \cdot \alpha_м, \quad (11)$$

Величины $\sigma^и_т$, $\sigma^и_{-1}$, $\tau^к_1$, $\tau^к_{-1}$ являются прочностными характеристиками материала бурильных труб и определяются по формулам:

$$\sigma^и_т = 0{,}72 \cdot \sigma_в; \quad (12)$$

$$\sigma^и-1 = 0{,}4 \cdot \sigma_в; \quad (13)$$

$$\tau^к1 = 0{,}36 \cdot \sigma_в; \quad (14)$$

$$\tau^к-1 = 0{,}22 \cdot \sigma_в, \quad (15)$$

где $\sigma_в$ — предел прочности материала трубы, выбирается по справочнику [3], Н/мм² ;
К — коэффициент запаса прочности, принимается К = 1,4-1,6; $\alpha_м$ — масштабный коэффициент, учитывает уменьшение предела выносливости инструмента с увеличением ее

абсолютных размеров. Определяется по графику (рис. 1); $\alpha_{кд}$ — действительный коэффициент концентрации напряжений:

$$\alpha_{кд} = 1+\beta(\alpha_{кт}-1), \quad (16)$$

где β — коэффициент чувствительности материала инструмента к концентрации напряже-ний. Определяется по графику (рис. 2);
$\alpha_{кт}$ — теоретический коэффициент концентрации напряжений. Определяется по данным автора [4] для упорной конической резьбы стальных бурильных труб.

Из выражения (5) найдем σ :

$$\sigma = \sqrt{(1-\tau^2/[\tau^K{}_K]^2)\cdot[\sigma^H{}_K]^2} \quad (17)$$

Подставив полученное выражение (17) в формулу (4), получим величину безопасного отклоняющего угла клина в градусах, при котором бурильные трубы не будут разрушаться в процессе вырезания «окна» в стенке обсадной колонны и зарезе БС роторным способом:

$$\Theta = (W\cdot L / 2\cdot E\cdot I)\cdot (\sqrt{(1-\tau^2/[\tau^K{}_K]^2)\cdot[\sigma^H{}_K]^2}). \quad (18)$$

Используя полученные выражения и свойства сталей, из которых изготовлены бурильные трубы, наиболее массово применяемые для зарезки и бурения БС, составили программу для персонального компьютера, позволяющую определять оптимальную величину отклоняющего угла клина, при котором не происходит их разрушения по резьбовым соединениям для скважин любого диаметра и бурового инструмента входящего в КНБК, применяемого для их бурения. Произвели исследования на примере УБТ. Результаты представлены в таблице.

Исследования показали, что УБТ диаметром от 105 до 146 мм изготавливаются одной длины — 8,0 м с внутренним отверстием диаметром от 50,3 до 72,0 мм из сталей групп прочности Д, Е, К, и величина оптимального угла клина при вырезании «окна» в стенке обсадной колонны и зарезке БС роторным способом, компоновкой в которую входят и такие трубы, изменяется от 1,56° до 1,67°. УБТ диаметром 178 и 203 изготавливают из стали группы прочности Д и К длиной 8,0 и 12,0 м. Для труб длиной 8,0 м оптимальным в зависимости от диаметра является угол клина от 1,24° до 1,08°, соответственно. Двенадцати метровые трубы не будут разрушаться при угле клина — 1,86° и 1,62° в зависимости от их диаметра, соответственно. Свойства сталей, из которых изготовлены бурильные трубы на их усталостную прочность влияют незначительно. При одних и тех же геометрических параметрах УБТ изготовленные из сталей различных групп прочности не будут разрушаться при величине отклоняющего угла клина, которые отличаются друг от друга от 0,03 до 0,06°.

Это является показателем того, что чем короче инструмент и больше его наружный и внутренний диаметр, тем он больше подвержен разрушению под действием знакопеременных изгибающих и крутящих моментов, и тем меньше должен быть отклоняющий угол клина, устанавливаемого в такой скважине. Всё это также верно и для любого другого инструмента, входящего в КНБК для бурения БС роторным способом, чем меньше его длина и больше его диаметр, тем больше он подвержен слому.

Резьбовые соединения и тело бурильных труб из-за своей гибкости выдерживают большую цикличность, и поэтому расчет угла клина, влияющего на их прочность, не производился. Тем не менее угол клина 3,5° и для них является критическим, что подтверждается исследованиями авторов [5, 6, 7, 8, 9] и из опыта работ по применению клиньев-отклонителей с различными отклоняющими углами при вырезании «окна» в стенке обсадной колонны и зарезке бокового ствола роторным способом из обсаженных скважин во многих регионах нашей страны.

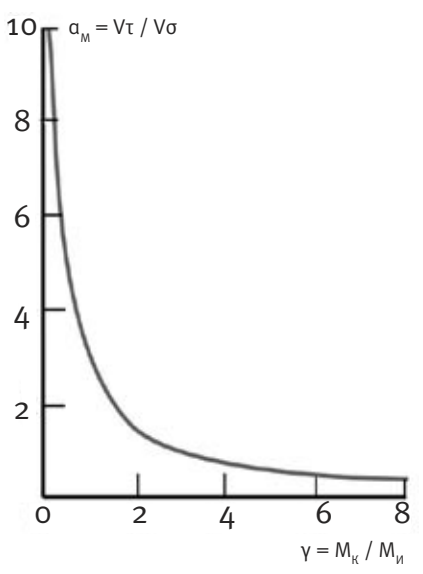


Рис. 1 — Коэффициент, учитывающий уменьшение предела выносливости инструмента с увеличением его диаметральных размеров

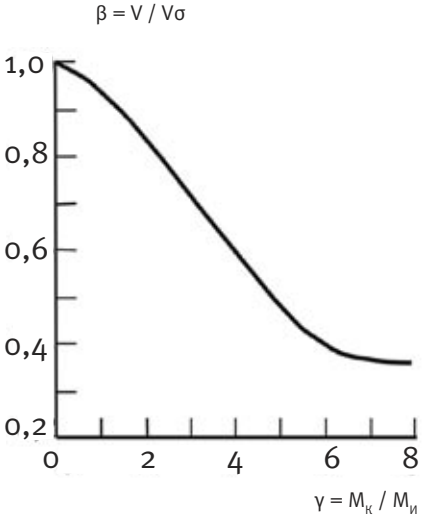


Рис. 2. — Коэффициент чувствительности материала к концентрации напряжений

Abstracts

In the process of window milling in the casing wall for sidetracking using rotary system, the drillstring is subject to different reversal loads resulting from bending moment in the window zone and torque from the rotary table.

The objective of the work was to determine critical bending loads at certain wedge angle and the number of cycles in terms of drill pipes safety.

Materials and methods

Mathematical Methods

Results

Based on theoretical studies of the technique of determining the permissible value of the deflection angle of the wedge, which allows to exclude the emergency demolition of the drill string for sidetracking rotary.

Conclusion

1. *Theoretical methods of analysis values of the deflection angle of the wedge, which influences the fatigue strength of drill pipe when cutting a "window" in the wall of the casing and kickoff rotary.*
2. *To prevent the destruction of the elements of the layout of BHA to heavy weight drill pipe to push the interval "window", and between them and the arrangement of cutters to establish more flexible drill pipe or a specially made sub.*
3. *Create an axial load on the cutter when cutting a "window" and kickoff within the axial stability of the bottom of the drill pipe or a special sub.*
4. *Should be a requirement for an echo-pulse studies of drill pipe within the layout of BHA [10, 11] before use in a well to cut a "window" and sidetracking rotary.*

Keywords

lateral, wedge, wedge angle, normal stress, shear stress, ultimate tensile strength of pipe material, safety factor

References

1. *Regulations for the construction of laterals: RD 153-39.0-343-04: approved. JSC "Tat–oil" 23/04/04: enter into force on 05/10/04. – Bugulma: TatNIPIneft, 2003. – 54 p.*
2. *Belyaev, NM Strength of Materials: A Textbook for higher technical schools. – Moscow: Nauka, 1965. – 856 p.*
3. *Pipes of oil assortment: A Handbook / Edited by AE Saroyan. – 3rd ed., Revised. and add. – Moscow: Nedra, 1987. – 488 p.*
4. *Lachinyan LA The effect of alternating torsion fatigue bu–sterile columns. / / Ser. Machinery and petroleum equipment. – M.: VNIIOENG, 1981. Number 6. – S. 16-18.*
5. *Fedorychev VA Technique and technology collaring of additional barrels of cased wells. – M.: VNIIOENG, 1982. – 52 p.*
6. *Klimenchenko MG, Mycerinus, BP Restoring inactive wells house methods sidetracking. - Moscow: Nedra, 1965. – 89 p.*

7. *Arutyunov, BI Sidetracking and drilling sidetracks in the wells. – Baku: AZNEFTEIZDAT, 1956. – 71 p.*
8. *Guseinov, FA, Ra sulov AM, T. Hasanov, Guliyev BB Improving STI–effectively sidetracking and drilling the second hole in the producing wells. – M.: VNIIOENG, 1985. – 48 p.*
9. *Gilyazov RM Drilling of oil wells with sidetracks. – Moscow: Nedra, 2002. –255 p.*
10. *GOST 18353 – 79 Testing.*
11. *GOST 27518 – 87 Diagnosis of products.*

Итоги

На основании теоретических исследований разработана методика определения допустимой величины отклоняющего угла клина, позволяющая исключить аварийный слом бурильной колонны при зарезке бокового ствола роторным способом.

Выводы

1. Теоретическими методами проведен анализ величины отклоняющего угла клина, влияющий на усталостную прочность бурильных труб при вырезании «окна» в стенке обсадной колонны и зарезке БС роторным способом.
2. Для предотвращения разрушения элементов КНБК необходимо УБТ отодвинуть от интервала «окна», а между ними и компоновкой фрез установить более гибкую бурильную трубу или специально изготовленный переводник.
3. Создавать осевую нагрузку на фрезы при вырезании «окна» и зарезке БС в пределах осевой устойчивости нижней бурильной трубы или специального переводника.
4. Необходимо обязательное проведение эхо-импульсного исследования бурильных труб входящих в КНБК [10, 11] перед применением в скважине для вырезания «окна» и зарезки БС роторным способом.

Наружный диаметр УБТ D, мм	**Внутренний диаметр УБТ d, мм**	**Длина УБТ L, мм**	**Группа прочности стали**	**Отклоняющий угол клина Θ, град**
105	50,3	8000	Д	1,56
105	50,3	8000	Е	1,59
108	50,3	8000	Д	1,62
108	50,3	8000	К	1,65
120	50,8	8000	Д	1,65
120	50,8	8000	К	1,67
120	63,5	8000	Д	1,63
120	63,5	8000	К	1,65
127	57,2	8000	Д	1,61
127	57,2	8000	К	1,63
133	64	8000	Д	1,57
133	64	8000	К	1,58
146	68,3	8000	Д	1,46
146	68,3	8000	К	1,48
146	72	8000	Д	1,46
146	72	8000	К	1,48
178	72	8000	Д	1,23
178	72	12000	Д	1,84
178	72	8000	К	1,24
178	72	1200	К	1,86
203	80	8000	Д	1,08
203	80	1200	Д	1,62
203	80	8000	К	1,09
203	80	1200	К	1,64

Таб. 1 — Результаты определения безопасной величины отклоняющего угла клина для УБТ применяемых при вырезании «окна» в стенке обсадной колонны

Список используемой литературы

1. Регламент на строительство боковых стволов: РД 153-39.0-343-04: утв. ОАО «Тат-нефть» 23.04.04: ввод в действие с 10.05.04. – Бугульма: ТатНИПИнефть, 2003. – 54 с.
2. Беляев Н.М. Сопротивление материалов: Учебник для втузов. – М.: Наука, 1965.– 856 с.
3. Трубы нефтяного сортамента: Справочник / Под общей редакцией А.Е. Сарояна.- 3-е изд., перераб. и доп. - М.: Недра, 1987. – 488 с.
4. Лачинян Л.А. О влиянии переменного кручения на сопротивление усталости бу-рильной колонны. // Сер. Машины и нефтяное оборудование. - М.: ВНИИОЭНГ, 1981. № 6. – С. 16-18.
5. Федорычев В.А. Техника и технология забуривания дополнительных стволов из обсаженных скважин. – М.: ВНИИОЭНГ, 1982. – 52 с.
6. Клименченко М.Г., Микерин Б.П. Восстановление бездействующих скважин мето-дом зарезки второго ствола. – М.: Недра, 1965. – 89 с.
7. Арутюнов Б.И. Зарезка и бурение вторых стволов в эксплуатационных скважинах. - Баку: АЗНЕФТЕИЗДАТ, 1956. - 71 с.
8. Гусейнов Ф.А., Расулов А.М., Гасанов Т.М., Гулиев Б.Б. Повышение эффективности зарезки и бурения второго ствола в добывающих скважинах. – М.: ВНИИОЭНГ, 1985. – 48 с.
9. Гилязов Р.М. Бурение нефтяных скважин с боковыми стволами. - М.: Недра, 2002.-255 с.
10. ГОСТ 18353 – 79 Контроль неразрушающий.
11. ГОСТ 27518 – 87 Диагностирование изделий.