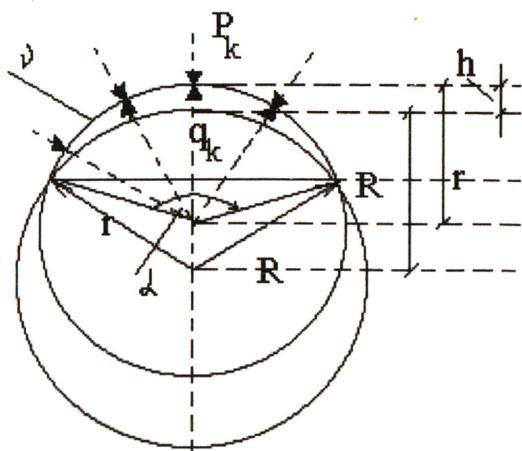




УХТИНСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ И ПРОФИЛАКТИКА ОБРАЗОВАНИЯ ЖЕЛОБНЫХ ВЫРАБОТОК В НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИНАХ

Учебное пособие



Федеральное агентство по образованию
Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования
Ухтинский государственный технический университет

**ПРОГНОЗИРОВАНИЕ И ПРОФИЛАКТИКА
ОБРАЗОВАНИЯ ЖЕЛОБНЫХ ВЫРАБОТОК
В НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИНАХ**

Учебное пособие

Ухта 2009

**ПРОГНОЗИРОВАНИЕ И ПРОФИЛАКТИКА ОБРАЗОВАНИЯ ЖЕЛОБНЫХ ВЫРАБОТОК
В НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИНАХ**

Учебное пособие

УДК 622.243.2 (075.8)

П 78

Авторский коллектив:

Буслаев В.Ф., Пластинина Е.В., Миленский А.М., Андронов И.Н.

Прогнозирование и профилактика образования желобных выработок в направленных скважинах [Текст]: учеб. пособие / В.Ф. Буслаев [и др.]. – Ухта : УГТУ, 2008. – 52 с.

ISBN 978-5-88179-550-4

В настоящей работе излагаются причины и факторы, вызывающие образования желобов, методики и примеры решения задач по обоснованию радиуса искривления, глубины образования желоба, количества рейсов, проходки на долото для различных геологических условий.

Пособие предназначено для подготовки бакалавров, магистров и специалистов по направлению 130500 «Нефтегазовое дело» и специальности 130504 «Бурение нефтяных и газовых скважин», в частности, при изучении дисциплин «Технология бурения нефтяных и газовых скважин», «Аварии и осложнения в бурении», «Бурение горизонтальных и многозабойных скважин», «Проектирование скважин» и др.

Учебное пособие рекомендовано к изданию Редакционно-издательским советом Ухтинского государственного технического университета

Рецензенты: Васильева З.А., доцент, канд. техн. наук, ведущий специалист отдела проектирования и мониторинга разработки восточной группы месторождений ОАО «СН-ННГ» научно-аналитического департамента ОАО «ГАЗПРОМ-НЕФТЬ»; Волков В.Н., доктор техн. наук, профессор, заведующий кафедрой Т и ТГВ; Рочев В.С., доцент, канд. техн. наук, генеральный директор ООО «Энергосберегающая компания».

Редактор Л.А. Кокшарова

Технический редактор Л.П. Коровкина

© Ухтинский государственный технический университет, 2009

© Буслаев В.Ф., Пластинина Е.В., Миленский А.М., Андронов И.Н., 2009

ISBN 978-5-88179-550-4

План 2008 г., позиция 18. Подписано в печать 25.05.2009 г. Компьютерный набор.

Гарнитура Times New Roman. Формат 60x84 1/16. Бумага офсетная. Печать трафаретная.

Усл. печ. л. 3,1. Уч.-изд. л. 3,0. Тираж 120 экз. Заказ № 231.

Ухтинский государственный технический университет.

169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Первомайская, д. 13.

Отдел оперативной полиграфии УГТУ.

169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Первомайская, д. 13.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	4
1. Термины и определения	5
1.1 Диагностика образования желобных выработок	10
2. Методика расчета поперечной нагрузки, действующей на бурильную колонну, при проводке направленной скважины.....	14
3. Результаты расчета интенсивности поперечной нагрузки.....	21
4. Методика расчета глубины желобной выработки, образующейся на стенке ствола скважины	23
5. Результаты расчета глубины желобной выработки.....	29
5.1 Зависимость глубины желоба от количества спускоподъемных операций	29
5.2 Зависимость глубины желоба от количества спускоподъемных операций для различной поперечной нагрузки, действующей на бурильную колонну в скважине	30
5.3 Сравнение результатов	31
6. Обоснование допустимого радиуса и интенсивности искривления.....	34
7. Профилактика и предупреждение образования желобной выработки	41
7.1 Выбор состава компоновки.....	41
7.2 Применение безмуфтовых бурильных труб	47
7.3 Обоснование выбора типомodelей долот, способа и режимов бурения.....	48
Библиографический список	50

Введение

Бурение глубоких и сверхглубоких направленных скважин сопровождается образованием желобных выработок, которые становятся первопричиной роста сил трения, аварий и осложнений, связанных с прихватами и затяжками элементов бурильной колонны, приводящих к искажению информации о забойных параметрах режима бурения, что сопровождается снижением показателей. Имеются примеры перебуривания и ликвидации скважин (сверхглубокая скважина СГ-3 Кольская, горизонтальная скважина 17 Печорогородская, параметрическая скважина 700 Ярегская).

Учитывая необходимость поиска залежей углеводородов на больших глубинах с использованием бурения наклонно направленных и горизонтальных скважин, возрастает актуальность изучения процесса взаимодействия бурильной колонны со стенками скважины, научно-обоснованного проектирования радиуса и траекторий ствола, способов и режимов бурения, количества рейсов, составов компоновок, профилактических мероприятий.

Возрастает необходимость в подготовке и обучении будущих научных сотрудников, проектировщиков и специалистов.

Пособие может быть использовано для повышения квалификации специалистов буровых предприятий сервисных фирм.

1. Термины и определения

Желобная выработка – это углубление в горной породе на стенке скважины, характеризующееся объемной поверхностью в пространстве, протяженностью, ориентацией по сторонам света, формой и размерностями поперечного сечения.

Образование желоба может происходить:

- в процессе спуско-подъемных операций;
- при движении колонны бурильных труб по касательной к стенке ствола скважины от механического воздействия замков и тела трубы в местах контакта с породой;
- при углублении скважины;
- при вращении и трении элементов бурильной колонны о стенки скважины.

Образование желоба в пространстве имеет несколько стадий:

- Первая, начальная, когда глубина желоба не достигла радиуса замка бурильных труб, имеет форму части цилиндрической поверхности, которая переходит в плавное сопряжение со стволом скважины.
- Вторая, условно допустимая, когда глубина желоба меняется в пределах 0,66-1,00 радиуса замка бурильных труб.
- Третья, критическая, когда глубина желоба достигает большей величины, чем радиус замка, имеет форму половины цилиндрической поверхности, продолженной двумя параллельными плоскостями, которые переходят в плавное сопряжение со стволом скважины.

Под протяженностью желоба понимается длина участка желобообразования вдоль ствола скважины. Протяженность может иметь размер от нескольких сантиметров до сотни и более метров, может быть сплошной или прерывистой, то есть представлена несколькими самостоятельными участками в пределах одной и той же скважины.

Под ориентацией желоба по сторонам света понимается направление (азимут) его образования относительно магнитного или географического меридиана, что предопределяется фактическим пространственным искривлением ствола скважины на конкретно рассматриваемом участке.

Форма и размерности горизонтального сечения желоба. На рисунке 1 представлена проекция сечения желоба в современном понятии. Здесь основной ствол скважины дан по номинальному диаметру долота, ширина желоба – по диаметру бурильного замка.

Под глубиной желоба понимается расстояние от номинальной поверхности ствола до крайней поверхности желоба.

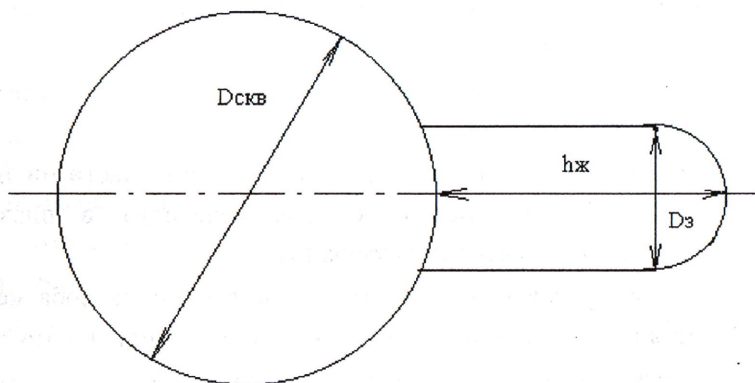


Рис. 1. Сечение скважины при наличии желоба

В процессе бурения и эксплуатации наклонно-направленных скважин негативные последствия возникновения желобных выработок представляли и представляют существенную опасность, так как на сегодняшний день технология проведения буровых работ такого уровня не может обойтись без применения стальных бурильных и утяжеленных труб. В то же время известно, что желобные выработки образуются в результате одностороннего разрушения горной породы под действием усилий, прижимающих колонну труб к стенке скважи-

ны на участках искривления, преимущественно за счет истирания и резания замками бурильных труб. Интенсивность этого процесса обусловлена геологическими и технологическими факторами, основными из которых являются физико-механические свойства горных пород, геометрические размеры элементов бурильной колонны, число ее перемещений в скважине, а также контактное давление колонны труб на стенку скважины. Влияние последнего фактора определяется протяженностью желобной выработки, зенитным углом и интенсивностью искривления скважины, а также весом колонны труб, расположенных ниже участка образования желобов.

Значительные желобные выработки формируются под влиянием следующих геологических и инженерно-технологических причин:

- физико-механические свойства, анизотропия, структура, неоднородность горных пород негативным образом влияют на интенсивность желобообразования;
- малые проходки на долото, и как следствие, большое количество спуско-подъемных операций (СПО);
- наличие резких перегибов ствола скважины в интервалах маркшейдерских работ;
- размеры и конструктивные особенности замков бурильных труб способствуют скоротечному желобообразованию, опасному с точки зрения заклинивания в желобе элементов компоновки низа бурильной колонны (КНБК);
- продолжительное время нахождения ствола в открытом состоянии приводит к осыпям и обвалам стенок скважины, интенсивному кавернообразованию, что увеличивает удельную нагрузку на замковые соединения бурильных колонн;
- низкое качество промыслово-геофизической информации о состоянии скважины и, в частности, конфигурации поперечного сечения ствола в интервалах желобов.

На рисунке 2 представлена схема образования желобных выработок, возникающих в месте контакта замкового соединения буровой трубы со стенкой скважины.

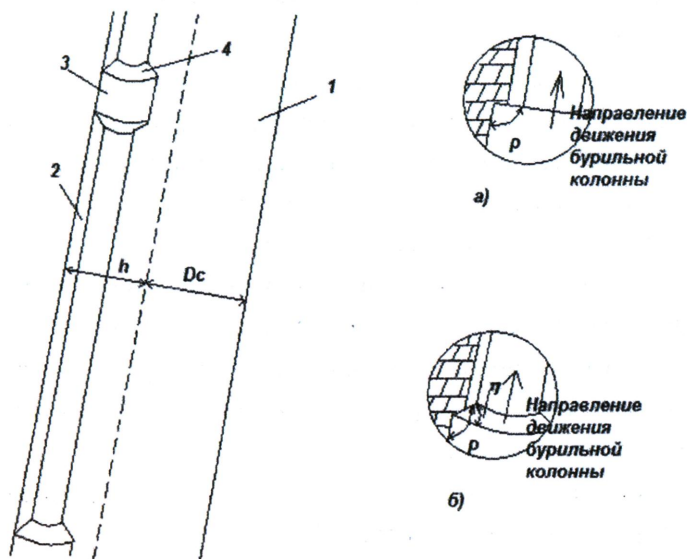


Рис. 2. Схема механизма желобообразований, возникающих в месте контакта замкового соединения буровой трубы со стенкой скважины

а – замки буровых труб типа ТБВК-140, ЛБТ-147; б – замки буровых труб типа ТБПВ-127;

1 – основной ствол; 2 – желобная выработка; 3 – цилиндрическая часть бурового замка; 4 – торцевая часть бурового замка; h – глубина желобной выработки; D_c – номинальный диаметр ствола скважины; η – угол конусности профиля замка буровой трубы; ρ – угол резания: для замков не имеющих конической формы $\rho=90^\circ$ (а), для замков с конической формой торцевой части $\rho=90^\circ+\eta$ (б)

Буровый замок, соприкасаясь со стенкой скважины под действием прижимающей силы, зависящей от параметров искривления скважины и веса буровой колонны, расположенной в интервале образования желоба и ниже него, внедряется в стенку скважины в сторону углубления желобной выработки 2. При осевом перемещении

колонны торцевая часть замка 4 срезает некоторый объем горной породы. Об этом свидетельствует наличие спрессованной породы на торцевой части замка. Понизить эффект резания можно за счет увеличения площади контакта между торцевой частью замка и горной породой.

Усилие, необходимое для срезания горной породы торцевой частью замка бурильной трубы определяется по формуле:

$$Q_p = \sigma \cdot F_T,$$

где σ – твердость горной породы;

F_T – площадь контакта торцевой части замка бурильной трубы, определяется как часть площади поверхности конуса:

$$F_T = 2 \int_{\frac{D}{2}}^{\frac{D}{2}-b} \int_0^{\sqrt{\frac{D}{4}-b^2}} \sqrt{1 + \frac{x^2 \operatorname{tg}^2 \eta}{x^2 + y^2} + \frac{y^2 \operatorname{tg}^2 \eta}{x^2 + y^2}} dx dy =$$

$$= \frac{D^2}{4 \cos \eta} \left(\arcsin \frac{D}{4} - \arcsin \left(\frac{D}{4} - \frac{b}{2} \right) + \left(\frac{2-4b}{D^2} \right) \sqrt{Db - b^2} \right),$$

где D – диаметр замка бурильной трубы;

b – глубина внедрения цилиндрической части бурильного замка в горную породу;

η – угол конусности профиля замка бурильной трубы.

Результаты расчетов зависимости усилий, необходимых для срезания горной породы торцевой частью замка, от физико-механических свойств и геометрических размеров замков бурильных труб представлены на рисунке 3.

Для ограничения эффекта резания стенок скважины рекомендуемые значения углов конусности торцевой части замков бурильных труб должны лежать в пределах 65-89 градусов.

Определение параметров и стадии образования желоба осуществляется с использованием геофизических методов, например, *профилометрии*, в том числе ориентированной. Для исследования закономерностей и прогноза желобообразования дополнительно ис-

пользуются *кавернометрия, инклинометрия*, измерения нагрузки на крюке, момента ротора, износ бурильной колонны и замков.

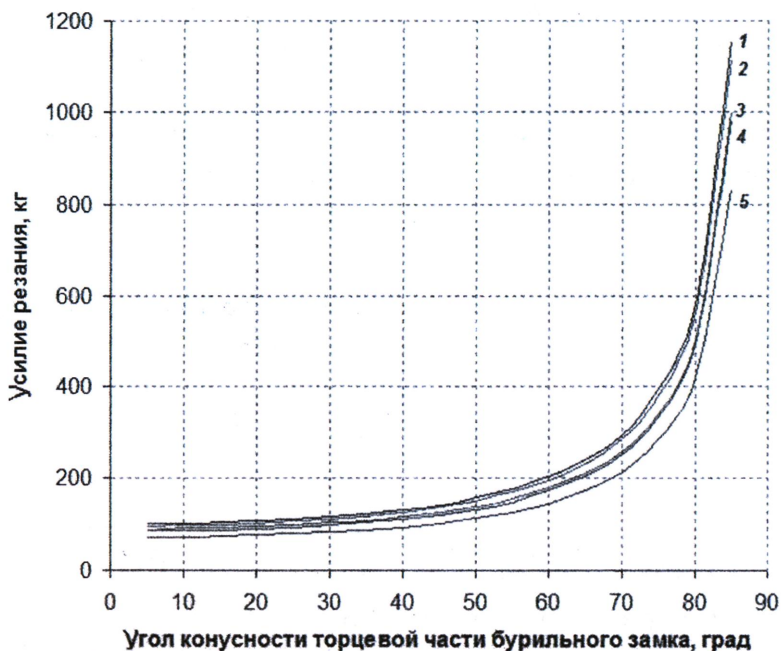


Рис. 3. Зависимость величины усилия, необходимого для срезания горной породы от ее физико-механических свойств и профиля замков бурильных труб
1 – песчаник; 2 – мергель; 3 – глина; 4 – алевролит; 5 – известняк

1.1. Диагностика образования желобных выработок

Фактическое состояние скважины, изменение объема и геометрической формы ее поперечного сечения до сих пор оценивали по данным *кавернометрии*, представляющим собой кривую, которая характеризует изменение осредненного диаметра ствола. Поэтому контур поперечного сечения ствола скважины, построенный по данным *кавернометрии*, всегда будет иметь вид окружности.

Однако практика бурения скважин в породах осадочного комплекса и результаты экспериментов, проведенных в промысловых условиях, показывают, что фактический профиль поперечного сечения ствола далек от идеального, значительно отличается от окружности и не остается постоянным во времени [1]. На рисунке 1 представлен теоретический профиль поперечного сечения ствола скважины при наличии желоба.

Промысловая информация о конфигурации ствола скважины в настоящее время, наряду с данными кавернометрии, включает результаты все более широкого применения различных устройств, позволяющих измерять геометрические параметры ствола скважины. К этим устройствам относятся четырех- и многорычажные профиломеры, желобомеры (радиусомеры), оптические, ультразвуковые, радиоактивные каверномеры и т.п.

Еще в 1964 г. сотрудниками Абинской промыслово-геофизической конторы треста "Краснодарнефтегеофизика" на базе каверномера СКО-11 был разработан, изготовлен и испытан четырехрычажный профиломер, а в 1967 г. – желобомер (радиусомер).

С помощью профиломера, серийно выпускаемого под шифром СКП-1, за один рейс можно записать кривые, характеризующие изменения двух поперечных размеров ствола скважины во взаимно перпендикулярных направлениях (профилеграмма) и осредненного его диаметра (кавернограмма).

Данные желобометрии (радиусометрии) позволяют определить величину раскрытия каждого из четырех измерительных рычагов прибора, что дает возможность установить положение центра прибора в момент измерения, найти глубину и ширину желоба [1].

В целях получения более полной информации о профиле поперечного сечения ствола за последние годы были разработаны многорычажные профиломеры: в нашей стране с шестью и восемью, а за рубежом – с двадцатью четырьмя и тридцатью измерительными рычагами.

Анализ результатов измерений конфигурации ствола скважины с помощью шести- и восьмирычажных профилемеров показал, что повышение разрешающей способности профилемера за счет увеличения числа измерительных рычагов не способствует получению более полной информации о состоянии ствола, а в ряде случаев даже приводит к искажению данных о конфигурации ствола по сравнению с результатами измерений четырехрычажным профилемером [1].

Увеличение числа измерительных рычагов ведет к росту сил сопротивления, возникающих между стенкой скважины и измерительным рычагом. По расчетным данным, для шестирычажного профилемера эти силы возрастают в 2,0-2,5 раза по сравнению с четырехрычажным. Это способствует центрированию прибора (уменьшению его эксцентриситета), что приводит к искажению профиля поперечного сечения желобной выработки [1].

Следует также отметить, что увеличение числа измерительных рычагов приводит к значительному усложнению конструкции прибора за счет ввода в него более сложных механизмов и электронных блоков, что увеличивает его стоимость. При этом резко возрастает сложность интерпретации исходных данных из-за отсутствия методик расшифровки диаграмм, записанных многорычажными профилемерами, как при точечных, так и при непрерывных измерениях.

Перечисленные недостатки многорычажных профилемеров, а также сравнительно небольшое повышение их разрешающей способности по сравнению с серийно выпускаемыми СКП-1, не позволяют считать применение этих приборов в качестве основного метода определения конфигурации ствола.

Определение линейных параметров желобной выработки стандартными приборами не позволяет получить довольно важную информацию о пространственном положении желоба; в приближенном варианте эти характеристики могут определяться по результатам *инклинометрии*, так как известно, что «нижний» желоб образуется при спуске и бурении при нулевой и отрицательной интенсивности ис-

кривления, а «верхний» – при подъеме инструмента в интервалах с положительной интенсивностью искривления. Значительное влияние на расположение желоба оказывает интенсивность искривления по азимуту скважины, при которой желоб может быть расположен и на боковой стенке ствола.

Методы исследования конфигурации ствола скважин с помощью оптических и ультразвуковых приборов из-за ряда существенных ограничений (необходимость прозрачной среды, невозможность измерения фактических размеров каверн, заполненных загустевшим буровым раствором и шламом, влияние эксцентриситета прибора в момент измерения, отсутствие методик интерпретации полученных диаграмм и др.) также не находят широкого применения при бурении нефтяных и газовых скважин.

2. Методика расчета поперечной нагрузки, действующей на бурильную колонну, при проводке направленных скважин

При строительстве глубоких наклонно-направленных, горизонтальных, многозабойных и естественно-искривленных скважин под действием замков бурильной колонны возникают осложнения, вызванные образованием желобных выработок. Так как механизм, интервалы и глубины образования желобов обусловлены поперечными силами, действующими в бурильной колонне, находящейся в деформированном состоянии в скважине, поэтому возникает необходимость создания методики расчета этих сил.

Для определения поперечных сил была разработана изложенная ниже методика.

На рисунках 4 и 5 представлен элемент дуги бурильной колонны и действующие на него в скважине силы:

dS – элемент дуги бурильной колонны;

\vec{n} – главная нормаль к пространственной кривой;

W – отклонение оси бурильной колонны от вертикали;

R – радиус кривизны;

$d\beta$ – угол пространственного искривления;

γ – угол между направлением касательной к кривой \vec{e}_1 и осью Z ;

dmg – сила тяжести;

Φ – осевая сила;

M_u – изгибающий момент;

q_R – искомая боковая распределенная нагрузка (интенсивность поперечной силы), действующая на бурильную колонну и лежащая в соприкасающейся плоскости.

Согласно теории гибких стержней, уравнение равновесия изогнутой оси бурильной колонны можно представить в виде дифференциального уравнения.

$$\frac{d^2 M_u}{dS^2} - \Phi \cdot \frac{1}{R} - \frac{d\Phi}{dS} \cdot \frac{dW}{dS} - \vec{q} \cdot \vec{n} = q_R, \quad (2.1)$$

где M_u – изгибающий момент, плоскость действия которого лежит в соприкасающейся плоскости, находим из соотношения

$$\frac{M_u}{EJ} = \sqrt{X''^2 + Y''^2 + Z''^2}, \quad (2.2)$$

где Z – глубина скважины, м;

X'' , Y'' , Z'' – вторые производные по скалярному параметру Z , (очевидно $Z'' = 0$, в такой постановке для устья скважины $X=Y=Z=0$);

L – длина всей бурильной колонны, м;

S – расстояние от устья скважины до представительного сечения, м;

W – отклонение представительной точки с координатами X , Y , Z от исходного положения оси Z ;

Φ – осевая сила, равная:

$$\Phi = \int_0^{L-S} q_0 \cos \gamma \, d\xi + \int_0^{L-S} \mu(\xi) q_R \, d\xi, \quad (2.3)$$

где ξ – криволинейная координата, отсчитываемая от забоя, до представительной точки, в которой определяется боковая нагрузка q_R ;

\bar{q} – вектор распределенной нагрузки, равный $\bar{q} = q_0 \sin \gamma \cdot \bar{k}$,

где $q_0 = (1 - \frac{\rho_p}{\rho_c}) g_0$;

ρ_c – плотность стали, кг/м³;

ρ_p – плотность раствора, кг/м³;

g_0 – вес одного погонного метра бурильных труб с учетом веса замка, кг/м;

\bar{k} – единичный вектор оси Z .

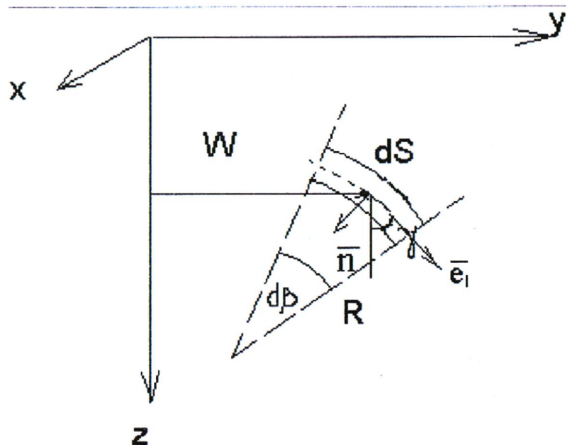


Рис. 4. Элемент дуги бурильной колонны

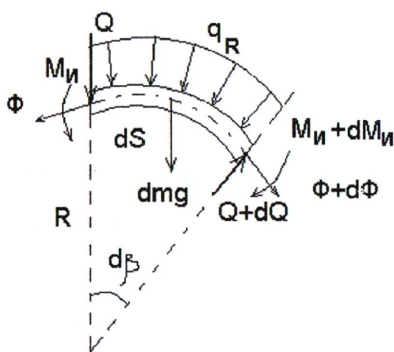


Рис. 5. Силы, действующие на элемент бурильной колонны

Поперечная сила, лежащая в соприкасающейся плоскости, может быть найдена как:

$$Q = \frac{dM_u}{dS} = \frac{\partial M_u}{\partial X} \cos\alpha + \frac{\partial M_u}{\partial Y} \cos\beta + \frac{\partial M_u}{\partial Z} \cos\gamma. \quad (2.4)$$

Вторая производная от изгибающего момента M_u и первая производная от осевой силы по длине дуги S вычисляется согласно:

$$\frac{d^2 M_H}{dS^2} = \frac{dQ}{dS} = \frac{\partial Q}{\partial X} \cos \alpha + \frac{\partial Q}{\partial Y} \cos \beta + \frac{\partial Q}{\partial Z} \cos \gamma, \quad (2.5)$$

$$\frac{d\Phi}{dS} = \frac{\partial \Phi}{\partial X} \cos \alpha + \frac{\partial \Phi}{\partial Y} \cos \beta + \frac{\partial \Phi}{\partial Z} \cos \gamma. \quad (2.6)$$

Величина боковой распределенной нагрузки, лежащая в соприкасающейся плоскости, может быть найдена при решении численными методами системы уравнений 2.1-2.6.

Для этого исследуется проектная пространственная траектория направленной скважины в прямоугольных координатах x, y, z , при этом ось Z направлена вертикально вниз. Траектория разбивается точками на промежутки равной длины. Для каждой точки разбиения методами сферической геометрии находятся соответствующие значения x, y и z пространственной траектории скважины. Полученные координаты (x_i, y_i, z_i) скважины используются в дальнейших расчетах.

$$x_i = x_{i-1} + b \sin \frac{\phi_i + \phi_{i-1}}{2} \sin \frac{\theta_i + \theta_{i-1}}{2},$$

$$y_i = y_{i-1} + b \sin \frac{\phi_i + \phi_{i-1}}{2} \cos \frac{\theta_i + \theta_{i-1}}{2},$$

$$z_i = z_{i-1} + b \cos \frac{\phi_i + \phi_{i-1}}{2},$$

где b – шаг разбиения;

ϕ_i, ϕ_{i-1} – зенитные углы в начале и конце интервала;

θ_i, θ_{i-1} – азимутальные углы в начале и конце интервала.

Чтобы найти M_u , используя формулу (2.2), требуется вычислить производные x', x'', y', y'' по переменной z , где x, y, z – координаты скважины. Воспользовавшись численным дифференцированием, методом конечных разностей, получаем:

$$\begin{aligned}
x' &= (x_{i+1} - x_{i-1}) / 2a, \\
y' &= (y_{i+1} - y_{i-1}) / 2a, \\
x'' &= (x_{i+1} - 2x_i + x_{i-1}) / a^2, \\
y'' &= (y_{i+1} - 2y_i + y_{i-1}) / a^2, \\
a &= z_{i+1} - z_i.
\end{aligned} \tag{2.8}$$

По этим формулам находим производные для первых трех и для последних трех точек. Для средних точек используем более точные формулы:

$$\begin{aligned}
x' &= (-x_{i+2} + 8x_{i+1} - 8x_{i-1} + x_{i-2}) / 12a, \\
y' &= (-y_{i+2} + 8y_{i+1} - 8y_{i-1} + y_{i-2}) / 12a, \\
x'' &= (-x_{i+2} + 16x_{i+1} - 30x_i + 16x_{i-1} - x_{i-2}) / 12a^2, \\
y'' &= (-y_{i+2} + 16y_{i+1} - 30y_i + 16y_{i-1} - y_{i-2}) / 12a^2, \\
a &= z_{i+1} - z_i.
\end{aligned} \tag{2.9}$$

Производные $\frac{dM_u}{dS}$, $\frac{d^2M_u}{dS^2}$ вычисляем по формулам численного дифференцирования (2.9) для соответствующих значений M_u :

$$\begin{aligned}
\frac{dM}{dS} &= (-M_{u(i+2)} + 8M_{u(i+1)} - 8M_{u(i-1)} + M_{u(i-2)}) / 12(S_{i+1} - S_i), \\
\frac{d^2M}{dS^2} &= \frac{-M_{u(i+2)} + 16M_{u(i+1)} - 30M_{u(i)} + 16M_{u(i-1)} - M_{u(i-2)}}{12(S_{i+1} - S_i)^2},
\end{aligned}$$

где S_i – длина участка скважины от устья до рассматриваемой точки:

$$S_i = S_{i-1} + \sqrt{(x_i - x_{i-1})^2 + (y_i - y_{i-1})^2 + (z_i - z_{i-1})^2}.$$

Осевую силу, действующую на элемент буровой колонны, определяем по формуле (2.3), которая после некоторых упрощений принимает вид $\Phi = q_0(L - S)$.

Аналогично, по формулам (2.9), находим производную осевой силы $\frac{d\Phi}{dS}$.

Отклонение представительной точки с координатами (x, y, z) от исходного положения оси Z находим при помощи формул дифференциальной геометрии:

$$W = \frac{|x''x + y''y + z''z - x''x_0 - y''y_0 - z''z_0|}{\sqrt{p^2((x'')^2 + (y'')^2 + (z'')^2)}}, \quad (2.10)$$

где (x_0, y_0, z_0) – координаты точки касания.

Затем вычисляем производную $\frac{dW}{dS}$ по формулам (2.9) для соответствующих значений W .

Все найденные выше значения подставляем в формулу (2.1).

На основании проведенных математических исследований получаем зависимость величины распределенной поперечной силы, действующей на бурильную колонну, от параметров искривления ствола скважины.

Методика расчета поперечной нагрузки, действующей на бурильную колонну при проводке направленных скважин, заключается в следующем:

1. Проектная пространственная траектория направленной скважины разбивается точками на отрезки.
2. Методами сферической геометрии вычисляются координаты x, y, z каждой точки разбиения.
3. Для каждой координаты скважины (точки разбиения) (x, y, z) вычисляется момент изгиба M_u по формуле (2.2), для чего, используя формулы (2.9) численного дифференцирования, требуется вычислить вторые производные x'', y'', z'' .
4. Далее вычисляются первая и вторая производные момента изгиба по длине дуги участка траектории – $\frac{dM_u}{dS}; \frac{d^2M_u}{dS^2}$.
5. Используя формулы дифференциальной геометрии (2.10), рассчитывают отклонение W точки траектории скважины с координатами (x, y, z) от оси Z .

6. Аналогично пункту (4) вычисляют производные отклонения W по длине дуги S .
7. Осевая сила Φ , возникающая в бурильной колонне, рассчитывается из соотношения (2.3).
8. Аналогично пункту (4) вычисляют производную осевой силы Φ по длине дуги S .
9. Искомую поперечную нагрузку q_R получают, подставляя в формулу (2.1) все найденные выше величины.
10. Пункты (1)–(9) повторяют для каждой представительной точки.

3. Результаты расчета интенсивности поперечной нагрузки

Расчеты проводились для скважин № 31, 33, 38 Турчаниновского месторождения; скважин № 106, 107 месторождения Сотчемью; скважин № 306 и 359 Кыртаельского месторождения; скважины № 700 Ярегского месторождения и скважины № 4 Пашнинского месторождения.

Результаты расчета интенсивности поперечных сил, действующих на бурильную колонну в скважине, представлены на рисунке 7 зависимостью распределенной поперечной нагрузки q_R , найденной по формуле (2.1), от глубины z . Также по результатам инклинометрии была рассчитана интенсивность искривления i траектории скважины, представленная на рисунке 6.

График распределенной поперечной нагрузки имеет характерные всплески в тех точках, в которых величина интенсивности искривления i меняет знак на противоположный, то есть упругая линия бурильной колонны искривляется, и чем значительнее это искривление, тем выше максимальное значение распределенной поперечной нагрузки, действующей на бурильную колонну. Таким образом, изучая вид траектории скважины, можно определить те интервалы в скважине, в которых боковая нагрузка принимает экстремальные значения.

Так как механизм, интервалы и глубины образования желобов обусловлены поперечными силами, возникающими в бурильной колонне, находящейся в деформированном состоянии в скважине, то полученный график изменения интенсивности поперечных сил с глубиной дает возможность сделать прогноз о наиболее вероятных участках желобообразования до начала бурения и минимизировать их при бурении скважины, например, за счет увеличения радиуса кривизны скважины или перекрытия опасных интервалов ствола скважины промежуточной колонной.

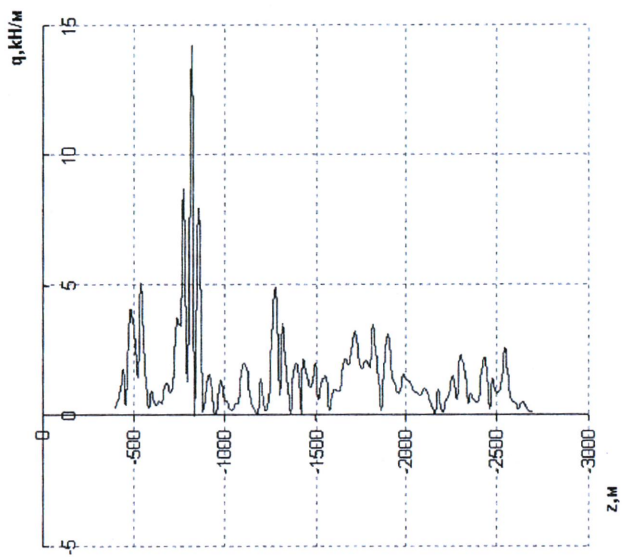


Рис. 7. Зависимость распределенной поперечной нагрузки, действующей на бурильную колонну, от глубины скважины (скв. Кырта-Ель №306, данные теоретических расчетов)

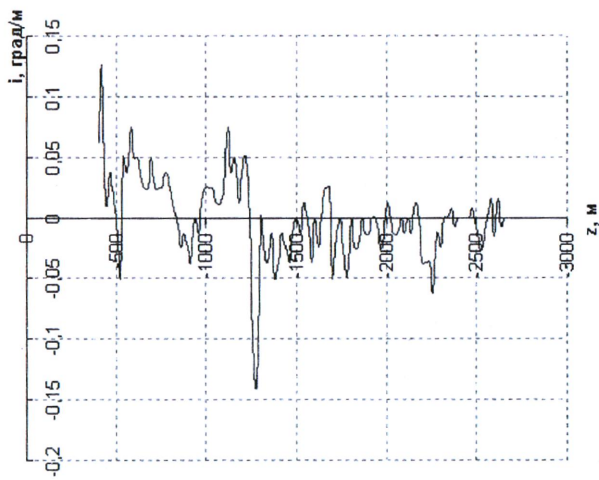


Рис. 6. Изменение интенсивности искривления скважины от глубины (скв. Кырта-Ель №306, экспериментальные данные)

4. Методика расчета глубины желобной выработки, образующейся на стенке ствола скважины

В результате взаимодействия с движущейся бурильной колонной на искривленных участках ствола породы разрушаются, что обуславливает изменение конфигурации нормального сечения ствола. Разрушение происходит под действием элементов (замковых соединений) движущейся бурильной колонны, прижимающихся к стенке ствола скважины, что приводит к образованию в стенках ствола продольных выработок, так называемых *желобов*, приводящих к ухудшению дальнейшей проводки скважины. Одним из основных факторов, влияющих на интенсивность желобообразования, является количество рейсов бурильной колонны в интервале осложнения. Поэтому интерес представляет расчет глубины желобной выработки с целью определения количества спускоподъемных операций при допустимой глубине желоба меньшей радиуса замка бурильной трубы.

Приступая к выводу расчетных формул для определения глубины желобной выработки, примем следующие допущения:

I. Желобные выработки образуются на "верхней" стенке ствола скважины в интервалах с положительной интенсивностью зенитного искривления и на "нижней" стенке ствола в интервалах с нулевой и отрицательной интенсивностью зенитного искривления в результате резания и истирания горной породы замками бурильных труб.

II. В исследованиях КазНИГРИ установлено, что в случае трения однородного тела об абразивную поверхность, обладающую постоянством абразивной способности, при отсутствии структурных превращений в материале трущегося тела, влияния среды и постоянстве условий нагружения, условий трения и свойств тела должна иметь место прямая пропорциональность между величиной сдвига и длиной пути трения.

Рассмотрим модель желобообразования (рис. 8).

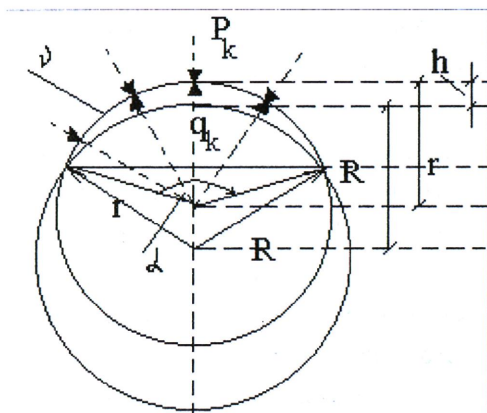


Рис. 8. Элементарная схема желобообразования

h – глубина желоба; R_c – радиус скважины; r – радиус желоба; P – давление в месте контакта горной породы и k -ого замка; q_k – соответствующая интенсивность поперечной силы; v – площадь поверхности контакта

Глубина желобной выработки прогнозируется на основе моделирования процесса движения бурового замка по стенкам скважины с учетом взаимодействия буровой колонны со стенками скважины. Предполагается, что приращение глубины желоба в данном конкретном сечении ствола при прохождении одного замка пропорционально давлению P , длине замка буровой трубы ℓ_3 и площади поверхности контакта v .

Указанная идеология заложена в формулах 4.1–4.2 для подъемных операций:

$$\Delta h_k^n = aP_k [v\ell_3 H(k-3) + v_{кн}\ell_{кн} H(k-2)H(2-k)] \quad (4.1)$$

и для операций по спуску:

$$\Delta h_k^c = aP_k [v\ell_3 H(k-3) + v_{кн}\ell_{кн} H(k-1)H(1-k)], \quad (4.2)$$

где k – номер замка;

$\ell_{кн}$ – длина замка на КНБК;

ℓ_3 – длина замка;

v – площадь поверхности контакта $v = r\alpha\ell_3$ или для КНБК –
 $v_{кн} = r\alpha\ell_{кн}$;

r – радиус замка бурильной трубы;

α – коэффициент пропорциональности;

$H(x)$ – функция Хевисайда, определяемая как $H(x) = \begin{cases} 0, & x < 0 \\ 1, & x \geq 0 \end{cases}$.

Выше, в формулах (4.1-4.2), группа последних слагаемых учитывает, что при подъеме желоб образуется преимущественно за счет верхней, а при спуске – за счет нижней кромки КНБК (рис. 9).

Полная глубина желоба определится как:

$$h = \sum_{\kappa=1}^m \Delta h_{\kappa}^n + \sum_{\kappa=1}^m \Delta h_{\kappa}^c. \quad (4.3)$$

Величину давления P_{κ} в месте контакта трущейся пары «замок-стенка скважины» можно рассчитать, используя формулу:

$$P_{\kappa} = \frac{q_{\kappa}}{2r \sin \alpha} H(r - h_{n-1}) + \frac{q_{\kappa}}{2r} [1 - H(r - h_{n-1})], \quad (4.4)$$

где q_{κ} – поперечная нагрузка, действующая на κ -й замок в скважине, определяется по методике, данной выше;

h_{n-1} – глубина желоба при $(n-1)$ -й спуско-подъемной операции (рейсе).

Очевидно, что при глубине желобной выработки h_{n-1} меньшей радиуса замка r ($r > h_{n-1}$), формула примет вид $P_{\kappa} = \frac{q_{\kappa}}{2r \sin \alpha}$, а при глубине выработки большей радиуса замка ($r < h_{n-1}$) – $P_{\kappa} = \frac{q_{\kappa}}{2r}$.

Количество замков, взаимодействующих со стенкой скважины в представительном сечении, можно определить по формуле:

$$m - 2 = \left[\frac{L - \ell_{кнбк}}{\ell} \right]. \quad (4.5)$$

Общую глубину погружения после n спуско-подъемных операций можно определить из равенства:

$$L = \sum_{j=1}^n H_j, \quad (4.6)$$

$$\text{где } H_j = H_0 \left[1 - \frac{\sum_{i=0}^{j-1} H_i}{L_0} \right], \quad (4.7)$$

H_j – глубина погружения в n рейсе (квадратные скобки означают целую часть числа);

H_0 – глубина вертикального участка скважины;

L_0 – проектная глубина скважины.

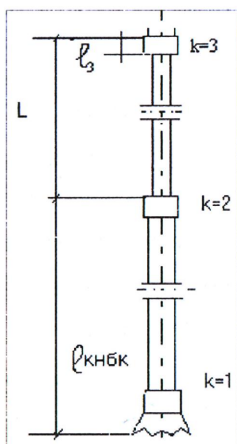


Рис. 9. Элемент бурильной колонны

$\ell_{\text{КНБК}}$ – длина КНБК; ℓ – длина бурильной трубы; L – общая глубина погружения после n спуско-подъемных операций

Для первого замка $k = 1$ глубина желобной выработки при подъеме и спуске будет равна:

$$\Delta h_1^n = 0; \quad \Delta h_1^c = aP_1 v_{\text{КНБК}} \ell_{\text{КНБК}};$$

для второго замка $\kappa = 2$:

$$\Delta h_2^n = aP_2 \nu_{\text{кнбк}} \ell_{\text{кнбк}}; \quad \Delta h_2^c = 0;$$

для замков $\kappa = 3, 4, 5, \dots$:

$$\Delta h_\kappa^n = aP_\kappa \nu l_3; \quad \Delta h_\kappa^c = aP_\kappa \nu l_3.$$

Вывод аналитического выражения для $\sin \alpha$, как функции $f(r, R, h)$, приведен ниже:

$$b^2 + x^2 = r^2,$$

$$b^2 + (R_c + h - r + x)^2 = R^2,$$

$$(R + h - r + x)^2 - x^2 = R^2 - r^2,$$

$$(R + h - r)(R + h - r + 2x) = R^2 - r^2,$$

$$R + h - r + 2x = \frac{R^2 - r^2}{R + h - r},$$

$$2x = \frac{R^2 - r^2}{R + h - r} - (R + h - r),$$

$$2x = \frac{2r(R + h - r) - h^2 - 2Rh}{R + h - r},$$

$$x = r - \frac{\frac{h^2}{2} + Rh}{R + h - r},$$

$$b^2 = r^2 - x^2 = r^2 - \left(r - \frac{\frac{h^2}{2} + Rh}{R + h - r} \right)^2 = \frac{h}{R + h - r} + Rh \left(2r - \frac{\frac{h^2}{2} + Rh}{R + h - r} \right),$$

$$\text{откуда } b = \sqrt{\frac{\frac{h^2}{2} + Rh}{R + h - r} \left(2r - \frac{\frac{h^2}{2} + Rh}{R + h - r} \right)}. \quad (4.8)$$

Используя (4.8), легко найти выражение $\sin \alpha = \frac{b}{r}$.

Методика расчета глубины желобной выработки h , образующейся на стенке ствола скважины, состоит из следующих этапов:

1. Для представительной точки, задаваемой глубиной погружения H , определяют порядковый номер спусковой операции n .
2. Затем рассчитывают соответствующую номеру спусковой операции глубину проходки H_j , для которой справедливо неравенство $H_{j-1} \leq H \leq H_j$, по формуле (4.7).
3. Используя (4.6), находим общую глубину погружения L после n спусковых операций, затем определяем количество замков, взаимодействующих со стенкой скважины, из соотношения (4.5).
4. Согласно методике, подробно описанной во второй главе, определяем поперечную нагрузку q_R , действующую на бурильную колонну.
5. Зная величину поперечной нагрузки, можно легко рассчитать величину давления замка на горную породу, используя (4.4).
6. Подставляя все найденные значения в (4.2), получаем глубину желобной выработки, образующейся на стенке скважины после n спусковых операций.
7. Все расчеты пунктов (1)–(6) проделываем для n подъемных операций, подставляя результаты в (4.1), чтобы получить глубину желобной выработки, образующейся на стенке скважины после n подъемных операций.
8. Чтобы получить полную глубину желобной выработки, суммируем результаты пунктов (6) и (7).
9. Повторяем пункты (1)–(8) для каждой представительной точки.

5. Результаты расчета глубины желобной выработки

Расчеты проводились для скважин № 31, 33, 38 Турчаниновского месторождения; скважин № 106, 107 месторождения Сотчемью; скважин № 306 и 359 Кыртаельского месторождения; скважины № 700 Ярегского месторождения и скважины № 4 Пашнинского месторождения.

5.1. Зависимость глубины желоба от количества спускоподъемных операций

Одним из основных факторов, влияющих на интенсивность желобообразования, является количество рейсов бурильной колонны в интервале осложнения. Желоба образуются как при спуске, так и при подъеме бурильной колонны.

На рисунке 10 представлены зависимости величины образования желоба от количества спуско-подъемных операций (рейсов) для пермских (1), каменноугольных (2) и девонских (3) отложений. На графике видно, что глубина желоба возрастает с увеличением количества спускоподъемных операций. Эта закономерность позволяет сделать вывод о пропорциональности глубины желоба количеству спускоподъемных операций.

График данной зависимости рекомендуется использовать для определения количества спускоподъемных операций при допустимой глубине желоба h , меньшей радиуса замка r_z , равного примерно 100 мм. Это дает возможность рассчитать допустимую проходку на долото, а вследствие этого, выбрать оптимальное для бурения долото.

При превышении глубины желоба 100 мм (радиус замка бурильной трубы) рекомендуется провести спуск промежуточной колонны для перекрытия интервала желобообразования.

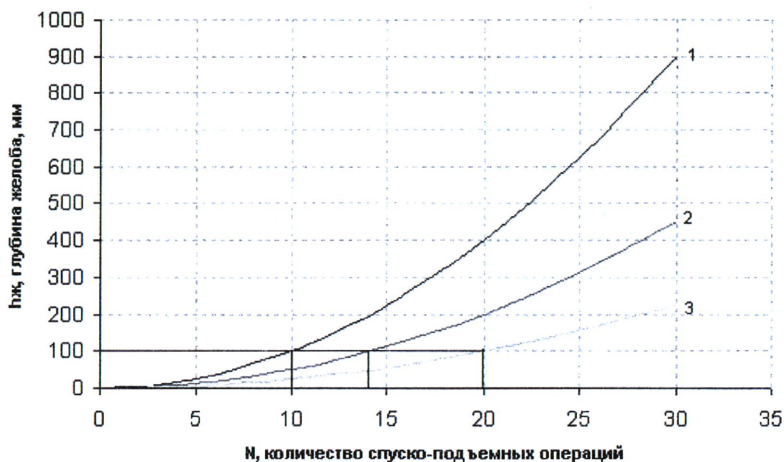


Рис. 10. Зависимость глубины желобной выработки от количества спуско-подъемных операций для:

1 – пермских; 2 – каменноугольных; 3 – девонских отложений

Рассмотрим пример по определению критического числа рейсов N для необсаженного ствола каменноугольных отложений (2). Допустимой глубине желоба, равной 100 мм, соответствует допустимое количество рейсов, равное 14. Следовательно, до спуска промежуточной колонны, перекрывающей интервал желобообразования, должно быть выполнено не более 13-14 рейсов.

5.2. Зависимость глубины желоба от количества СПО для различной поперечной нагрузки, действующей на бурильную колонну в скважине

В результате проведенных расчетов получены зависимости глубины образования желобной выработки от количества рейсов инструмента для различной поперечной нагрузки, действующей на бурильную колонну (рис. 11).

Анализ данных графиков показывает, что чем больше поперечная нагрузка, тем быстрее растет глубина желобной выработки. Сле-

довательно, выбор конструкции скважины должен осуществляться с учетом необходимости перекрытия интервалов с экстремальным значением поперечной нагрузки, так как на данных участках вероятно образование глубоких желобных выработок, что приводит к аварийным ситуациям.

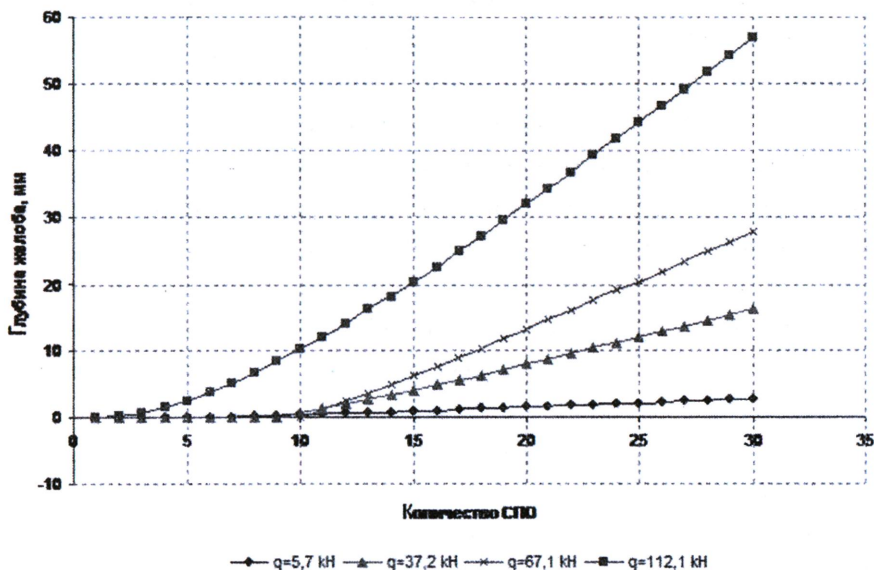


Рис. 11. Зависимость глубины желоба от количества СПО для различной поперечной нагрузки (скв. Турчаниновская № 38)

5.3. Сравнение результатов

Помимо зависимости глубины желобной выработки от количества спускоподъемных операций, рассмотрим зависимость глубины желобной выработки от глубины скважины, представленная на рисунке 12б. График этой зависимости позволяет определить не только участки желобообразования, но и максимальную глубину желобных выработок, образующихся на стенках скважины при бурении.

Для сравнения: на рисунке 12а изображен график зависимости распределенной поперечной нагрузки, действующей на бурильную колонну, от глубины скважины. Замечаем, что экстремальным всплескам нагрузки соответствует желобная выработка максимальной глубины, что дает возможность подтвердить вывод о том, что график изменения поперечной нагрузки с глубиной позволяет сделать прогноз о наиболее вероятных участках желобообразования.

Чтобы убедиться в правильности расчетов, по результатам профилометрии, проведенной для исследования скважин, были построены *профилеграммы*, дающие возможность оценить реальное состояние ствола скважины. На профилеграмме даны две кривые, которые характеризуют изменение двух поперечных размеров ствола во взаимно перпендикулярных плоскостях. При расположении кривых профилеграмм по разные стороны от номинала поперечное сечение ствола характеризуется наличием желоба, при этом, чем больше расходятся кривые, тем значительнее глубина желобной выработки в стенках ствола скважины.

Профилеграмма представлена на рисунке 12в.

Сравнивая график глубины желоба и график поперечной нагрузки с профилеграммой, замечаем, что максимальные всплески графиков глубины желоба и поперечной нагрузки соответствуют участкам изменения ширины ствола (участкам желобообразования) скважины на профилеграмме.

Это соответствие дает возможность сделать вывод о правильности предложенных методик вычисления глубины желобной выработки и поперечной нагрузки.

Для определения наиболее опасных по желобообразованию участков при бурении скважины можно пользоваться либо графиком зависимости распределенной поперечной нагрузки, действующей на бурильную колонну в скважине, либо графиком зависимости глубины желобной выработки, образующейся на стенке ствола скважины.

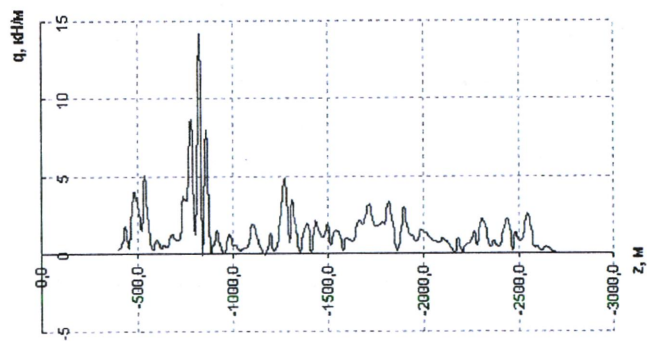


Рис. 12а. Зависимость распределенной поперечной нагрузки, действующей на буровую колонну, от глубины скважины (скв. Кырта-Ель №306)

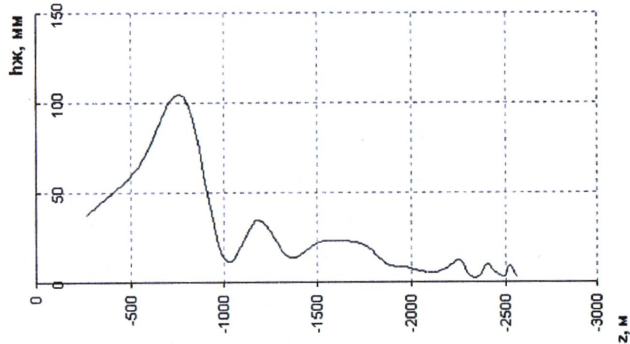


Рис. 12б. Зависимость глубины желобной выработки от глубины скважины (скв. Кырта-Ель №306)

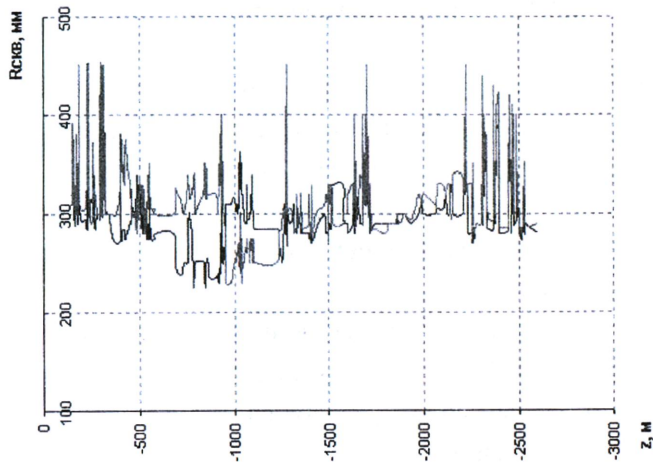


Рис. 12в. Профилеграмма, номинал 290 мм (скв. Кырта-Ель №306)

6. Обоснование допустимого радиуса и интенсивности искривления

Для нормальной эксплуатации элементов техники (забойные двигатели, бурильные и утяжеленные бурильные трубы, испытатели пластов и т.д.) необходимо, чтобы интенсивность искривления ствола не превышала определенных допустимых величин. При выборе допустимой интенсивности искривления ствола следует исходить из следующих положений:

1. Если элемент компоновки не допускает принудительного спуска через искривленный ствол скважины, то допустимый радиус искривления ствола определяют из условия свободного прохождения его через искривленный участок.

2. Если элемент компоновки допускает принудительный спуск через искривленный ствол скважины, то допустимый радиус искривления ствола определяют из условий:

- предотвращения возникновения остаточных деформаций при прохождении через искривленный участок ствола;
- ограничения дополнительных нагрузок, обусловленных упругими деформациями элементов техники при прохождении через искривленный участок ствола, а также предотвращения желобообразования и протирания обсадных колонн [21].

Для расчета минимально допустимого радиуса кривизны ствола скважины необходимо знать геометрические и жесткостные характеристики используемых систем, диаметр скважины, физико-механические свойства горной породы (рис. 13).

Расчет предельных значений интенсивности искривления ствола скважины и радиуса ее кривизны производится в следующем порядке [21]:

А) Рассчитывается минимально допустимый радиус кривизны ствола скважины для самых жестких систем – забойных двигателей.

Б) Вычисляется минимально допустимый радиус кривизны ствола скважины при условии нормальной эксплуатации бурильных и обсадных труб.

В) Определяется минимально допустимый радиус кривизны ствола скважины, позволяющий беспрепятственно спускать или извлекать испытатели пластов и другое оборудование для испытания или эксплуатации скважины.

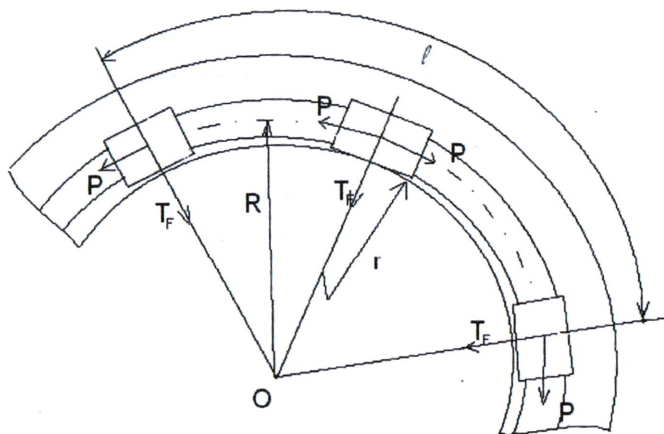


Рис. 13. Схема по определению допустимого радиуса исходя из предупреждения образования желобов

Если искривленный участок ствола скважины расположен в интервале залегания горных пород, способствующих образованию желобных выработок в стенке ствола скважины, то расчет минимально допустимого радиуса кривизны производится исходя из величины допустимой силы давления замка буровой трубы на стенку ствола скважины для конкретных условий.

При проводке наклонно-направленных скважин бурение с отклонителем и без него осуществляется забойными двигателями различных размеров и жесткости. Это должно быть учтено при проектировании допустимой интенсивности искривления ствола.

Интенсивность искривления ствола может быть рассчитана по формуле:

$$i = \frac{573}{R} \text{ град/100м,} \quad (6.1)$$

где R – радиус кривизны ствола скважины, м.

1. Предельный радиус кривизны ствола скважины для прохождения системы «долото-секция забойного двигателя»:

$$R = \frac{L_c^2}{5,76(D_c - d)}, \quad (6.2)$$

где L_c – длина секции забойного двигателя с долотом, м;

D_c – диаметр скважины, м;

d – диаметр секции забойного двигателя, м.

2. Предельный радиус кривизны ствола скважины для прохождения верхней секции забойного двигателя:

$$R = \frac{L_c^2}{8(D^2 - d)}, \quad (6.3)$$

где L_c – длина секции забойного двигателя, м.

3. Предельный радиус кривизны ствола скважины для прохождения секции забойного двигателя с центраторами по концам:

$$R = \frac{L_c^2}{4(D_c - D_{ц} - d)}, \quad (6.4)$$

где $D_{ц}$ – диаметр центратора, м.

Необходимо учитывать упругость забойных двигателей и соотношение диаметров скважины и долота для объективного выбора допустимого радиуса искривления ствола.

Тогда допустимые радиус и приращение искривления ствола для свободного прохождения системы «долото - забойный двигатель» через искривленный ствол определяются по формулам:

$$R = \frac{0,171L_T^2}{(1,41m - 0,41)D - d + 1,37(f - k)}, \quad (6.5)$$

$$i_0 = 3350 \frac{(1,41m - 0,41)D - d + 1,37(f - k)}{L_T^2}, \quad (6.6)$$

где i_0 – допустимое приращение искривления скважины на 10м проходки, град/10м;

L_T – длина забойного двигателя с долотом, м;

m – коэффициент уширения ствола ($m = D_c / D$);

D_c, D, d – диаметры скважины, долота, забойного двигателя, м;

f – стрела прогиба забойного двигателя, м;

k – зазор между стенкой ствола и корпусом забойного двигателя, м.

В случае применения забойных двигателей с центраторами:

$$R = \frac{L_T L_1 (L_T - L_1)}{L_T [(2m - 1)D - d_{y1} + 2(bf - k)] + L_1 (D - d_{y2})}, \quad (6.7)$$

$$b = 4 \left(\frac{L_1}{L_T} - \frac{L_1^2}{L_T^2} \right),$$

где d_{y1}, d_{y2} – диаметры первого и второго от долота центраторов, м;

L_1 – расстояние от долота до первого центратора, м.

В наклонно-направленных и горизонтальных скважинах колонна бурильных и обсадных труб подвергается напряжению изгиба вследствие искривленности ствола. Для нормальной эксплуатации этих труб интенсивность искривления ствола не должна привести к возникновению напряжений, превышающих предел текучести их материала.

На участке ствола, расположенном в непосредственной близости от забоя, минимально допустимый радиус искривления ствола определяется по формуле:

$$R_{\min} = \frac{E d_H}{2\sigma_T}, \quad (6.8)$$

где d_H – наружный диаметр труб, м;

σ_T – предел текучести металла, МПа.

Наиболее опасное сечение колонны бурильных труб расположено в верхней части скважин, где одновременно действуют растяги-

вающая сила и изгибающий момент. Это сечение находится на интервале сопряжения верхнего вертикального участка профиля с участком набора зенитного угла. Для этого участка минимально допустимый радиус искривления ствола определяют по формуле:

$$R_{\min} = \frac{Ed_H}{2(\sigma_T - \sigma_P)}, \quad (6.9)$$

где σ_P – напряжение растяжения, МПа.

Величину σ_P вычисляют по формуле:

$$\sigma_P = \frac{P}{F}, \quad (6.10)$$

где P – максимальная растягивающая нагрузка, действующая на колонну в месте изгиба ствола, м;

F – площадь поперечного сечения тела трубы, м².

Напряжение изгиба, возникающее в бурильных трубах вследствие искривленности ствола в нижней и верхней частях скважины, определяют соответственно по формулам:

$$\sigma_H = \frac{Ed_H}{2R}, \quad (6.11)$$

$$\sigma_B = \frac{Ed_H}{2R + \sigma_P}, \quad (6.12)$$

где R – фактический радиус искривления ствола, м;

E – модуль продольной упругости металла, МПа.

При длине труб или искривленного участка $L < 25$ м величина R_{\min} для гладких труб и труб с муфтами или замками для верхней части скважины определяется соответственно по формулам:

$$R'_{\min} = \frac{Ed_H L^2}{2L^2(\sigma_T - \sigma_P) + 8Ed_H(D_c - d_H)}, \quad (6.13)$$

$$R''_{\min} = \frac{Ed_H L^2}{2L^2(\sigma_T - \sigma_P) + 8Ed_H[D_c - 0,5(3d_M - d_H)]}, \quad (6.14)$$

где d_M – диаметр муфты или замка трубы, м.

Для этих случаев напряжения изгиба в гладких трубах и трубах с муфтами или замками определяют соответственно по формулам:

$$\sigma' = \frac{Ed_H}{2R} + \sigma_p - \frac{4Ed_H(D_c - d_H)}{L^2}, \quad (6.15)$$

$$\sigma'' = \frac{Ed_H}{2R} + \sigma_p - \frac{4Ed_H[D_c - 0,5(3d_M - d_H)]}{L^2}. \quad (6.16)$$

Для нижней части в формулах (6.16) и (6.15) принимают $\sigma_p = 0$.

В искривленных участках ствола наклонно-направленных и горизонтальных скважин замки колонны бурильных труб при спуско-подъемных операциях и в процессе бурения прижимаются к стенке скважины. При их движении вдоль стенки могут образовываться желоба и истираться тело замка.

Сила прижатия замка к стенке скважины обусловлена интенсивностью искривления ствола, зенитным углом и осевой нагрузкой.

Фактическая сила прижатия замка к стенке скважины может быть определена по приближенной формуле:

$$T_F = \frac{lP}{2R}, \quad (6.17)$$

где l – длина свечи бурильных труб, м.

На основе анализа фактической силы T_F и фактического состояния ствола, исходя из условия предотвращения интенсивного желобообразования, протирания обсадных колонн и интенсивного износа бурильного инструмента, устанавливают допустимую силу взаимодействия замка со стенкой ствола и определяют допустимый радиус искривления скважины по формуле:

$$R = \frac{lP}{2T_D}, \quad (6.18)$$

где T_D – допустимая сила взаимодействия замка со стенкой скважины для данных условий бурения.

При длине свечи $l=25$ м величина R определяется по формуле:

$$R = 12,5 \frac{P}{T_D}. \quad (6.19)$$

Для разрезов, сложенных мягкими породами, ориентировочно можно принять $T_{II}=10$ кН; для разрезов, сложенных породами средней твердости, – 20-30 кН; для твердых и крепких пород – 40-50 кН.

Следовательно, при бурении под техническую колонну (растягивающая нагрузка $P \approx 50$ кН) радиус искривления составляет 600м, под эксплуатационную колонну ($P \approx 80$ кН) – 200м (рис. 14).

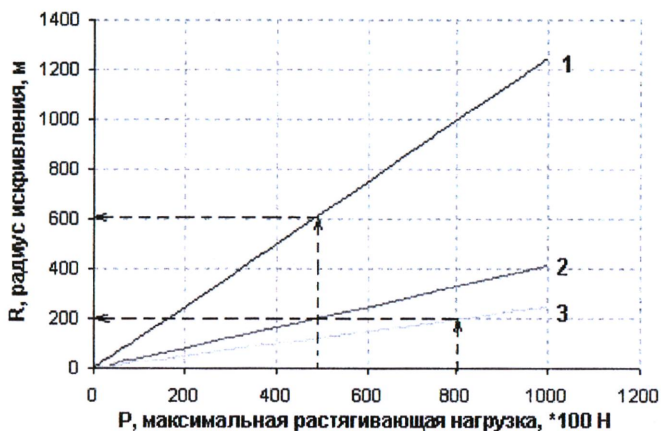


Рис. 14. Зависимость радиуса искривления от максимальной растягивающей нагрузки, действующей на колонну в месте изгиба ствола для:

1 – мягких пород; 2 – пород средней твердости; 3 – твердых пород

7. Профилактика и предупреждение образования желобных выработок

7.1. Выбор состава компоновки

Осложнения в виде затяжек и посадок компоновок низа бурильной колонны (КНБК) при спуско-подъемных операциях являются наиболее характерными при бурении скважин в условиях желобообразования. Посадки при спуске, затяжки при подъеме инструмента появляются после первых же проработок в интервалах образованного желоба. Вначале они могут быть незначительными, затем учащаются, с каждым разом на их ликвидацию затрачивается все больше времени и труда.

Несмотря на многообразные технические решения, предназначенные для борьбы с желобами, до настоящего времени не найдено простое, но надежное средство предупреждения и ликвидации желобных выработок.

Эксцентрические КНБК (системы) применяются для достижения заданного сечения и траектории скважины:

- для набора и стабилизации зенитного угла, изменения азимута скважины;
- для подготовки к спуску обсадных колонн, проработок и расширения ствола, разрушения желобов.

Профилактическим средством является размещение колонных центраторов на разъемах труб и свечей в интервале вероятного желобообразования.

Наибольшее распространение в наклонно-направленном бурении нашли турбинные эксцентрические системы для долот диаметром 215,9 мм, 295,3 мм и 393,7 мм, а также роторные эксцентрические устройства для долот диаметром от 215,9 мм до 393,7 мм. Турбинные эксцентрические КНБК используются, главным образом, для изменения зенитного и азимутального угла, а также для стабилизации траектории скважины.

Турбинные эксцентрисические КНБК являются высокоэффективным средством для обработки стенок скважины, особенно в плотных породах, при наличии сужений и уступов в стволе. Такие же КНБК применяются при алмазном бурении для предотвращения сужений ствола и уменьшения проработок, а также для разрушения желобов и восстановления приемлемого качества ствола скважины.

Роторные эксцентрисические КНБК включают устройства, изменяющие свое положение относительно долота и обеспечивающие равномерный износ последнего. Эксцентриситет таких КНБК, в зависимости от диаметра и назначения, составляет 5-8 мм. Роторные эксцентрисические КНБК используются для бурения участка стабилизации зенитного угла в условиях, где применение компоновок с центраторами недостаточно эффективно или прихватоопасно. Подобные КНБК также успешно используются для подготовки ствола скважины, главным образом, в терригенной толще пород. Наиболее широко роторные эксцентрисические КНБК применяются с долотами диаметром от 215,9 мм до 393,7 мм.

В системах, включающих забойный двигатель, эксцентрисический узел устанавливается вместо штатного ниппеля двигателя, поэтому он нередко называется *эксцентрисический упругий ниппель*. В отличие от отклонителей с пересекающимися осями частей компоновки (турбинных отклонителей, КНБК с косыми переводниками), системы с эксцентрисическими узлами мало изменяют свои отклоняющие свойства с ростом зазоров между забойным двигателем и скважиной. Поэтому эксцентрисические системы могут работать и с забойными двигателями уменьшенных диаметров.

Для предотвращения прихватов в желобах в компоновку низа колонны включаются стабилизаторы, отклонители и противозатяжные устройства. *Противозатяжные устройства* (ПЗУ) весьма эффективны не только для профилактики, но и для оперативного устранения прихватов в суженных интервалах, желобах, пробках, сальниках. Принцип действия их основан на том, что при подъеме расклинивается лишь верхняя часть устройства, препятствуя даль-

нейшей затяжке всего инструмента. Снаряд, свободно перемещаясь относительно расклиненного узла, сбивает последний вниз.

Если ствол скважины осложнен желобообразованиями, для обеспечения проводки скважины до проектной глубины в состав бурильной колонны включаются специальные элементы – отталкивающие переводники увеличенного диаметра, эксцентричные переводники. При необходимости разрушения желобов в состав бурильных труб включаются специальные *райберы-калибраторы*.

В настоящее время разработаны и применяются в промышленности *фрезеры-райберы* разнообразной конструкции и назначения. Как правило, область применения этих устройств – резание, фрезирование различных металлических элементов, находящихся в скважине (прорезка "окон" в обсадной колонне, фрезирование оставленных в скважине элементов КНБК и бурильной колонны и т.д.). В большинстве случаев райберы-фрезеры используются в качестве аварийного инструмента.

Компановки бурильных колонн, содержащие спаренные райберы-фрезеры, могут применяться для ликвидации желобов в наклонно-направленных, горизонтальных и условно вертикальных скважинах:

- при бурении интервалов, осложненных желобами, для избежания значительных затяжек, прихватов и заклинок КНБК при спускоподъемных операциях;
- при подготовке ствола скважины к спуску обсадных колонн для предупреждения их посадок и непрохождения.

Как при роторном бурении, так и при бурении забойными двигателями, в бурильную колонну устанавливают несколько пар райберов-фрезеров с обращенным вверх и вниз вооружением, соединенных между собой переводником и резьбами компановки на расстояние больше длины интервала желоба.

Фрезер-райбер состоит из корпуса 1 (рис. 15), рабочие поверхности оснащены режущими зубьями из твердосплавных пластин 2. В нижней части фрезера-райбера для соединения с бурильной колон-

ной находится замковая резьба 3. Верхняя часть фрезера-райбера выполнена в виде муфты с замковой резьбой для соединения с переводником.

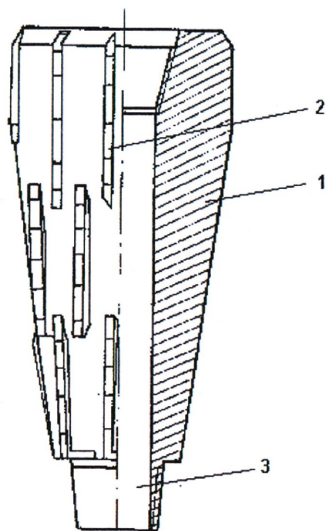


Рис. 15. Фрезер-райбер

1 – корпус; 2 – твердосплавные пластины; 3 – резьба замковая

Подача компоновки вниз и вверх с вращением колонны осуществляется на длину желоба. При расширке "нижнего" желоба пару фрезеров-райберов при спуске и бурении при нулевой и отрицательной интенсивности искривления устанавливают в сжатой части компоновки, ниже первой точки ее касания со стенкой скважины. При подъеме, бурении и спуске для расширки "верхнего" (при положительной интенсивности искривления) и "нижнего" желобов (при отрицательной интенсивности искривления) – в растянутой части компоновки. При этом на участках, где расположены желобные выработки, возникают силы, прижимающие райберы-фрезеры к желобным выработкам, в результате чего происходит расширение желобов (рис. 16).

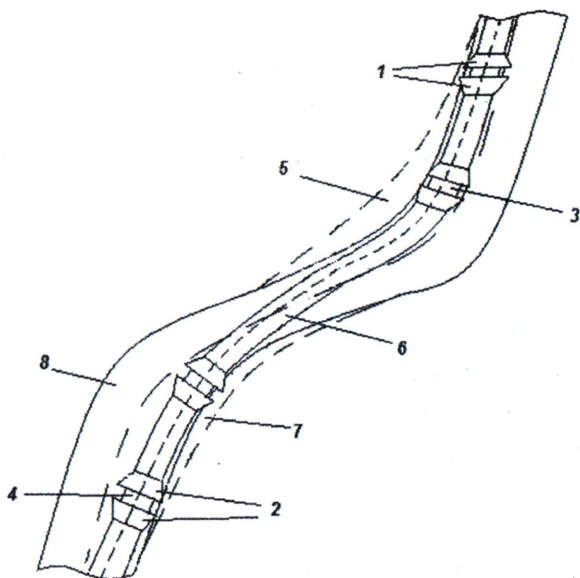


Рис. 16. Схема ликвидации желобных выработок

1, 2 – пара фрезеров-райберов; 3, 4 – переводник; 5 – «верхний» желоб;
6 – бурильная труба; 7 – «нижний» желоб; 8 – скважина

При ликвидации желобных выработок в скважине для их расширения до величины больше наружного диаметра муфт обсадной колонны, обеспечивающей ее проходимость и предупреждение прихватов, в начале интервала расположения желобов устанавливают утяжеленные бурильные трубы (УБТ) диаметром, равным диаметру замков стальных бурильных труб. Минимальный диаметр фрезера-райбера должен быть меньше размера желоба, а максимальный – больше диаметра муфт обсадной колонны. Причем, нижний (из пары) фрезер-райбер направлен конусом вниз, верхний – конусом вверх.

Для ограничения энергоемкости разрушения желобов за один проход фрезера-райбера в интервале желобов в компоновку бурильной колонны устанавливается несколько пар фрезеров-райберов на расстоянии больше длины интервала желоба, а расширка за один проход фрезера-райбера определяется как отношение

$$\delta_{\phi} / n_{\phi},$$

где n_{ϕ} – количество пар фрезеров-райберов;

δ_{ϕ} – требуемая расширка желоба.

Максимальный диаметр конуса нижней пары фрезеров-райберов определяется по формуле:

$$D_1 = h_{\text{жс}} + \frac{\delta_{\phi}}{n_{\phi}}, \quad (7.1)$$

где $h_{\text{жс}}$ – поперечный размер желоба, мм.

Угол бокового фрезирования определяется следующим образом:

1. Имеется желоб, ширина (поперечный размер) которого обозначается $h_{\text{жс}}$ (мм). Требуемая ширина желоба $h'_{\text{жс}}$ (мм) определяется из формулы:

$$h'_{\text{жс}} = d_3 + (5 \dots 10),$$

где d_3 – диаметр замка бурильных труб, мм.

2. Перед спуском обсадной колонны расширку (ликвидацию) желоба производят до тех пор пока его размер не будет больше наружного диаметра муфт обсадной колонны (d_m):

$$h'' \approx d_m + (5 \dots 10),$$

где $h''_{\text{жс}}$ – ширина желоба, необходимая для спуска обсадной колонны, мм.

Для того, чтобы фрезер-райбер вошел в желобную выработку, диаметр усеченной части конуса фрезера-райбера (D_2) должен быть приблизительно равен диаметру замка бурильных труб (d_3), то есть $D_2 \approx d_3$.

Исходя из вышеизложенного, суммарная величина расширки желоба ($\sum \delta_{\phi}$) вычисляется следующим образом:

$$\sum \delta_{\phi} = h''_{\text{жс}} - h'_{\text{жс}}. \quad (7.2)$$

Величина расширки желоба за один проход фрезера-райбера рассчитывается по формуле:

$$\delta_{\phi} = \frac{h''_{\text{жс}} - h'_{\text{жс}}}{n_{\phi}}, \quad (7.3)$$

где n_ϕ – количество пар фрезеров-райберов в компоновке бурильной колонны.

Необходимый угол бокового фрезирования для фрезера-райбера рассчитывается по формуле:

$$Y = \arctg \frac{\delta_\phi}{2L_1}, \quad (7.4)$$

где δ_ϕ – требуемая расширка желоба, которая должна быть больше разности диаметров муфт обсадной колонны (d_m) и поперечного размера желоба ($h_{жс}$), то есть $\delta_\phi > d_m - h_{жс}$;

L_1 – длина фрезера-райбера, мм.

7.2. Применение безмуфтовых бурильных труб

Известно, что желобные выработки образуются в результате одностороннего разрушения горной породы под действием усилий, прижимающих колонну труб к стенке скважины на участках искривления, преимущественно, за счет резания и истирания муфтозамковыми соединениями.

Существенно изменить фактор влияния конструкции бурильной колонны на интенсивность желобообразования возможно с помощью «безмуфтовых» бурильных труб, применяемых в интервалах предполагаемых осложнений и исключаящих эффект резания горной породы муфтозамковыми соединениями бурового инструмента, преобразуя механизм процесса желобообразования, связанный исключительно с трением между гладкой обноразмерной поверхностью труб и относительно «приработанной» стенкой ствола скважины. Отсутствие замковых соединений, имеющих больший (по сравнению с телом трубы) диаметр, значительно снижает контактное давление бурильной колонны на стенку скважины за счет увеличения площади контакта, что оказывает дополнительный положительный эффект.

На рисунке 17 представлена конструкция бурильной трубы, в которой изменяется лишь стандартное соотношение между размерами

замкового соединения и наружным диаметром трубы (труба изготовлена как единое целое из легированной стали группы прочности К, имеет постоянный по всей длине наружный диаметр 140 мм, а усиленные высадкой внутрь и дополнительной термообработкой концы снабжены стандартными замковыми резьбами 3-117).

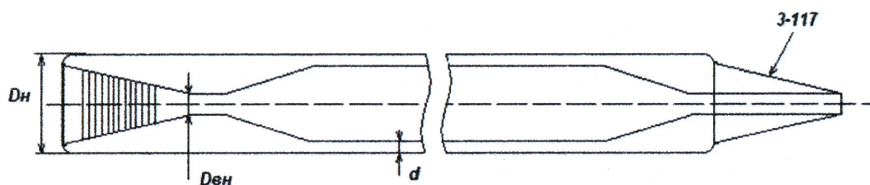


Рис. 17. Конструкция безмуфтовой буровой трубы

D_n – диаметр наружный, 140 мм; $D_{вн}$ – диаметр внутренний, минимум 58 мм;
 d – толщина стенки, 9 мм

При проведении спуско-подъемных операций и бурении данные трубы должны работать в интервале открытого наклонного участка ствола, а в обсаженном участке скважины можно использовать буровые трубы обычной конструкции, что упростит и ускорит процесс спуско-подъемных операций и наращивания.

Во избежание аварийных ситуаций, связанных со сломом, проскользыванием и «падением» колонны, необходимо тщательно контролировать техническое состояние оборудования для спуско-подъемных операций, через каждые 400 часов работы менять рабочие соединения и производить проверку их усталостного износа с помощью ультразвуковой дефектоскопии.

7.3. Обоснование выбора типомоделей долот, способа и режимов бурения

Важным условием безаварийной проводки скважины в условиях повышенного желобообразования является повышение проходки на

долото за рейс и износостойкости долот. Требуемая проходка за рейс определяется из отношения длины ствола на допустимое количество рейсов. Требуемый результат достигается применением научно обоснованного технологического комплекса, включающего использование долот, оснащенных искусственными алмазами (ИСМ), синтетическими (НДЛС), естественными (МДИ, МДР), а также лицензионных и импортных шарошечных долот.

Существенное значение при формировании комплекса имеет обоснованный выбор режимов бурения, забойного двигателя, состава КНБК, типа и параметров бурового раствора, гидравлической программа, системы очистки бурового раствора, квалификация и опыт исполнителей [8,9].

В Тимано-Печорской провинции имеется опыт достижения высоких проходок на долото, например, в самых энергоемких интервалах девонских отложений:

1400 м при применении долот НДЛС – 214 – на Северо-Савиноборском;

до 813 м при применении долот ИСМ – 214 – на Возейском месторождениях.

Для повышения проходки на долото можно рекомендовать режимы бурения, исключая резонансные явления в динамике работы бурильной колонны; применение амортизаторов; испытание забойного устройства подачи долота; использование средств контроля забойных параметров режима бурения.

Библиографический список

1. Танкибаев, М.А. Желобообразование при бурении скважин [Текст] / М.А. Танкибаев. – Алма-Ата : Казахстан, 1974. – 256 с.
2. Лубинский, А. Максимально допустимое приращение кривизны при перегибах ствола скважины в роторном бурении [Текст] / А. Лубинский. – М. : ГОСИНТИ, 1962. – 172 с.
3. Сидоров, Н.А. Профилеметрия и желобообразование как средство предупреждения некоторых видов осложнений и аварий при бурении скважин [Текст] / Н.А. Сидоров, Н.Н. Кошелев, Е.Г. Фролов // РНТС. Бурение, вып.10. – М. : ВНИИОЭНГ, 1974, С. 54-60.
4. Булатов, А.И. Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин [Текст] / А.И. Булатов. – М. : Недра, 1977. – 186 с.
5. Миленский, А.М. Прогноз и предупреждение желобообразований при бурении в условиях Тимано-Печорской НПП [Текст] / А.М. Миленский // Материалы II-й науч.-практич. конф. – Ухта : УГТУ, 1999. – С. 44-46.
6. Миленский, А.М. Прогноз интенсивности желобообразования в зависимости от способа бурения [Текст] / А.М. Миленский, В.Ф. Буслаев // Сборник докладов международ. конф.-семинара им. Д.Г. Успенского. – Ухта : УИИ, 1998. – С. 49-53.
7. Ибрагимов, И.Х. Об одной задаче определения оптимального профиля бурильного замка [Текст] / И.Х. Ибрагимов, В.Т. Фарраджаев, К.А. Кулиев // Изв. вузов. Нефть и газ. – 1988. – №7. – С. 33-37.
8. Буслаев, В.Ф. Строительство скважин на севере [Текст] / В.Ф. Буслаев [и др.]. – Ухта : УГТУ, 2000. – 287 с.
9. Буслаев, В.Ф. Состояние и перспективы развития буровых работ в ТПНПП [Текст] : учеб. пособие / В.Ф. Буслаев, С.В. Каменских [и др.]. – Ухта : УГТУ, 2001. – 80 с.
10. Светлицкий, В.А. Механика гибких стержней и нитей [Текст] / В.А. Светлицкий. – М. : Машиностроение, 1978. – 258 с.

11. Гулизаде, М.П. Методика определения размеров центратора с учетом требований искривления ствола и предотвращения желобообразований [Текст] / М.П. Гулизаде [и др.]. // Изв. вузов. Нефть и газ. – 1978. – № 4. – С. 32-36.
12. Рапин, В.А. Оптические методы исследования технического состояния ствола скважины в процессе бурения и эксплуатации [Текст] / В.А. Рапин, М.А. Танкибаев // Сборник докладов Всесоюз. конф. – Алма-Ата, 1971. – 114 с.
13. Андронов, И.Н. Элементарная модель желобообразования при спускоподъемных операциях [Текст] / И.Н. Андронов, Е.В. Пластинина [и др.] // Сборник научных трудов УГТУ. – Ухта : УГТУ, 2002. – №7. – С. 77-78.
14. Андронов, И.Н. Исследование поперечных сил в бурильной колонне при проводке направленных скважин. Бурение скважин на Европейском Севере [Текст] / И.Н. Андронов, Е.В. Пластинина, В.Ф. Буслаев // Сборник докладов КРОРАЕН. – Ухта : УГТУ, 2001. – №1. – С. 79-84.
15. Андронов, И.Н. Исследование сил, действующих на бурильную колонну в скважине [Текст] / И.Н. Андронов, Е.В. Пластинина [и др.] // Сборник научных трудов УГТУ. – Ухта : УГТУ, 2002. – №6. – С. 31-38.
16. Миленький, А.М. Исследование влияния конфигурации муфтозамковых соединений бурильных труб на механизм и интенсивность образования желобных выработок [Текст] / А.М. Миленький, Е.В. Пластинина, В.Ф. Буслаев [и др.] // Нефть и газ. – 2001. – №6. – С. 22-27.
17. Миленький, А.М. Определение размеров и интервалов установки спаренных конических фрезер-райберов, предназначенных для предупреждения и ликвидации желобных выработок в скважинах [Текст] / А.М. Миленький, Е.В. Пластинина, В.Ф. Буслаев, И.Н. Андронов // Изв. вузов. Нефть и газ. – 2001. – №2. – С. 39-43.

18. Андронов, И.Н. Компьютерное моделирование процессов управления критическими состояниями ствола скважины при желобообразовании [Текст]: материалы всерос. конф. / И.Н. Андронов, В.Ф. Буслаев, Е.В. Пластинина // Большая нефть: реалии, проблемы, перспективы. Нефть и газ Европейского Северо-Востока. – Ухта : УГТУ, 2003. – С. 225-227.
19. Калинин, А.Г. Бурение наклонных скважин. [Текст] / А.Г. Калинин, Н.А. Григорян, Б.З. Султанов. – М. : Недра, 1990. – 536 с.
20. Пластинина, Е.В. Развитие исследований и методик проектирования траекторий направленных скважин с учетом взаимодействия бурильной колонны со стенками скважины [Текст]: автореф. дис. ...канд. техн. наук / Пластинина Екатерина Владимировна. – Ухта : УГТУ, 2003. – 23 с.